



Office national
de l'énergie

National
Energy Board

Note d'information sur l'énergie

Coûts de l'offre gazière dans l'Ouest canadien en 2007

gaz

Septembre 2008

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2008
représentée par l'Office national de l'énergie

ISSN 1917-5078

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2008 as
represented by the National Energy Board

ISSN 1917-506X

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

Printed in Canada

Table des matières

Avant-propos.....	ii
Introduction.....	1
Méthodologie	2
Résultats.....	3
Observations	10
Annexe 1 – Facteurs d’ordre financier.....	12
Annexe 2 – Méthodologie de la production et intrants.....	13
Annexe 3 – Analyse économique	15
Annexe 4 – Formations.....	23
Annexe 5 – Groupes.....	24
Annexe 6 – Paramètres de diminution de la production	26
Annexe 7 – Composition du gaz.....	28
Annexe 8 – Autres paramètres des puits.....	30
Annexe 9 – Ratios des formations par groupe	32
Annexe 10 – Dépenses en immobilisations en 2007	34
Annexe 11 – Frais d’exploitation et de traitement en 2007	36
Annexe 12 – Taux de rendement en 2007	38

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs secteurs de l'industrie énergétique du Canada. Il a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. Les principales responsabilités de l'Office consistent notamment à réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et gazoducs internationaux et interprovinciaux, ainsi que les lignes internationales de transport d'électricité et lignes interprovinciales désignées. Il réglemente en outre les droits et tarifs des pipelines de son ressort. En ce qui concerne les produits énergétiques de base, l'Office réglemente les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité, de même que l'exploration, la mise en valeur et la production des ressources pétrolières et gazières dans les régions pionnières et zones extracôtières non assujetties à des accords de gestion fédéraux ou provinciaux. La fonction de conseil qui lui incombe exige qu'il surveille toutes les questions relevant du Parlement dans les domaines de l'offre, du transport et de l'utilisation d'énergie à l'intérieur et à l'extérieur du Canada.

L'ONÉ surveille les marchés de l'énergie pour analyser objectivement la situation des produits énergétiques et informer la population canadienne sur les tendances, faits nouveaux et enjeux notables. L'Office publie de nombreux rapports de recherche. Celui-ci est une note d'orientation qui propose une analyse des coûts de l'offre en vue de la mise en valeur du gaz naturel dans l'Ouest canadien en 2007. Il s'agit du tout premier rapport traitant exclusivement de cette question et il pourrait être suivi de mises à jour en présence de nouvelles données.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Introduction

Cette note d'information présente une vue d'ensemble des coûts de l'offre liés à la production de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). L'Office national de l'énergie (ONÉ) recueille et analyse des données au sujet des marchés de l'énergie au Canada dans le cadre des processus prévus au titre de la réglementation et de son programme de surveillance des marchés. Il publie des rapports sur le sujet, comme celui sur *L'avenir énergétique du Canada*, des évaluations du marché de l'énergie, des rapports statistiques, des notes d'information et des présentations sur divers aspects commerciaux des produits énergétiques canadiens.

La présente étude porte sur le coût de l'offre, ou le prix minimum requis pour produire un gigajoule (GJ) de gaz naturel dans le BSOC en 2007, ce qui couvre l'ensemble des coûts, des redevances et des impôts et taxes en plus de prévoir un certain taux de rendement. Les coûts de l'offre reflètent la capacité concurrentielle de la région et, par conséquent, ont une incidence sur l'offre canadienne de même que sur l'utilisation des gazoducs. De plus, des opinions divergentes sur les coûts de l'offre ont été émises lors de l'examen du régime de redevances en Alberta en 2007. Ces opinions peuvent avoir entraîné une certaine confusion.

Les coûts de l'offre ne sont pas statiques. Ils augmentent et diminuent en fonction des niveaux d'activité, de la disponibilité des appareils de forage et des services connexes, des matériaux, de la main-d'œuvre, du rendement, de la technologie, ainsi que des changements relatifs à la productivité des puits, aux cibles de forage et aux régimes financiers et fiscaux. Une importante hausse des coûts a été enregistrée entre 2003 et 2006 en raison d'une forte activité et d'un degré d'utilisation élevé de l'équipement de forage et des services connexes. Le ralentissement des activités de forage gazier en 2007 et au cours du premier semestre de 2008 s'est soldé par une certaine stabilisation des coûts. Malgré une diminution des activités liées au gaz naturel, l'augmentation de celles rattachées aux sables bitumineux continue d'exercer une pression inflationniste dans l'Ouest canadien. Les coûts de l'acier, du carburant et de la main-d'œuvre sont des facteurs clés.

En Alberta, les prix quotidiens au comptant pour le TGN¹ affichaient une moyenne de 6,11 \$/GJ en 2007 et de 6,17 \$ en 2006, ce qui est nettement inférieur au prix moyen de 8,27 \$ en 2005. Le recul des prix du gaz naturel après 2005 a entraîné une diminution des activités de forage dans le BSOC, ce qui indique que les difficultés d'ordre économique pour les nouvelles sources d'approvisionnement gazières sont plus grandes. Les prix ont grimpé considérablement au cours du premier semestre de 2008 et certains analystes s'attendent à une augmentation du nombre de forages au cours du deuxième semestre de l'année.

Dans l'analyse présentée ici, les coûts de l'offre sont calculés selon les régions, les divers groupes de formations et les types de ressources. Ce rapport comprend une vue d'ensemble des régions et des groupes utilisés dans l'analyse, un résumé de la méthode utilisée pour calculer les coûts de l'offre et les résultats de l'analyse économique. Les annexes comprennent des descriptions détaillées de la méthodologie, des données sur les régions et les groupes, des hypothèses de départ et des résultats détaillés supplémentaires.

1 TGN – transfert de propriété du gaz dans le réseau de NOVA (carrefour gazier de l'Alberta)

Méthodologie

Pour les besoins de cette étude, le BSOC a été divisé en régions géographiques, groupes de formations géologiques et types de ressources. Des renseignements supplémentaires comprenant le raisonnement qui sous-tend le choix des classifications et des méthodes utilisées pour obtenir les données sont présentés à l'annexe 2.

Le gaz naturel se trouve à des profondeurs diverses et provient d'un large éventail de formations. Il peut tirer son origine de sources classiques ou non et les coûts diffèrent en conséquence. Dans la présente étude, les régions^{2,3} sont divisées selon des catégories spécialement choisies en fonction de la similitude des coûts. La répartition régionale modifiée⁴ est présentée ci-dessous.

Figure 1 : Carte régionale



Source : petroCUBE

- 2 Au départ, cette classification a été élaborée par le service d'information de petroCUBE, qui mesure les coûts des puits et fournit des données relatives au rendement.
- 3 petroCUBE est une création de geoLogic Systems Ltd. : www.petrocube.com . Les données de petroCUBE sont utilisées et publiées avec l'autorisation de geoLogic.
- 4 D'après petroCUBE, la Saskatchewan n'est qu'une seule région. Pour cette étude, la province a été divisée en deux régions productrices de gaz naturel : l'ouest et le sud-ouest de la province. L'est de la Saskatchewan ne produit pas de gaz, par conséquent, cette étude n'en tient pas compte.

Pour chacune des régions, les formations productrices sont groupées par affinités géologiques, et les coûts de l'offre sont calculés pour chaque groupe. Par exemple, dans une région précise, le gaz provenant du groupe de ressources du Colorado et celui des zones dévoniennes profondes ont été évalués séparément. Trois types de ressources sont analysés dans cette étude : les ressources classiques, le gaz de réservoir étanche et le méthane de houille (MH). Les paramètres d'un puits moyen dans chaque région et chaque formation géologique sont estimatifs. Ils tiennent compte de la production initiale, de la courbe de diminution de la production, de la profondeur moyenne, de la composition du gaz, de la diminution du volume et du taux de réussite. Les données de petroCUBE relatives au coût, complétées par les consultations auprès de l'industrie, sont utilisées pour définir le puits moyen par région et par formation. Des renseignements supplémentaires sur la catégorisation et les intrants sont présentés à l'annexe 2.

Pour qu'un puits de gaz soit rentable, les revenus de production prévus (moins les frais d'exploitation, les redevances, les impôts et taxes et le taux de rendement) doivent compenser tous les coûts initiaux liés à l'achat du terrain, aux évaluations géologiques, au forage, y compris les coûts de l'acier et de la main-d'œuvre, ainsi qu'aux installations. Ce ne sont pas tous les puits qui portent des fruits, et il faut s'attendre à ce que ceux qui donnent de bons résultats entament la production à une capacité initiale puis diminuent leur production avec le temps, ce qui complique l'analyse.

Dans cette étude, une analyse économique est effectuée pour chaque groupe de ressources afin de calculer les flux de trésorerie pendant la période de production de chaque puits moyen⁵. Les flux de trésorerie représentent le total des recettes gagnées et des dépenses engagées pendant la durée de vie utile de chacun des puits. Les dépenses comprennent les dépenses en immobilisations ainsi que les frais liés à l'exploration, au forage, à la complétion, au raccordement, à l'exploitation, à l'entretien et à l'abandon d'un puits. Le coût de traitement du gaz naturel et le rendement en termes de liquides de gaz naturel sont estimatifs. Les redevances et les impôts et taxes qui existaient en 2007 sont inclus. L'établissement d'un taux de rendement minimal est également prévu pour justifier les investissements. Les revenus provenant de la production de volumes de gaz naturel et de liquides de gaz naturel sont estimés. La sensibilité des flux monétaires est éprouvée, comme les prix du gaz ou les modifications aux dépenses en immobilisations. Le niveau de prix qui génère des recettes suffisantes pour correspondre exactement au total des dépenses plus un taux de rendement des investissements détermine le coût de l'offre pour un groupe de ressources. L'analyse est effectuée dans l'hypothèse que seuls les puits qui donnent de bons résultats sont forés (scénario sans risque) ou que les coûts des puits infructueux sont calculés (scénario avec risques). Des détails supplémentaires relativement à l'analyse des coûts de l'offre sont présentés à l'annexe 3.

Résultats

Coûts de l'offre

Selon les hypothèses décrites plus haut, les coûts de l'offre pour chacun des groupes sont énumérés ci-dessous. La grande majorité de la production des puits forés en 2007 provenait de groupes de ressources qui présentent des antécédents de production suffisant pour la production

5 Dans cette étude, des moyennes ont été utilisées pour regrouper le rendement de milliers de puits. Chaque société serait dans une situation différente par rapport aux avoirs fonciers, à la structure de coûts et à l'expérience.

des paramètres de la courbe de diminution. Quelques groupes ne présentaient pas les données voulues (c'est-à-dire que le nombre de puits producteurs était insuffisant) pour établir les coûts historiques des puits. En ce qui concerne quelques autres groupes, les données de production variaient au point de ne pas pouvoir fournir une courbe de diminution de la production valable. Les groupes de ces deux catégories ont été évalués selon une courbe de diminution de la production « estimative » et sont présentés dans le tableau 1 sous le titre de « puits au comportement erratique ».

Un taux de rendement de 15 % (après impôts) sert au calcul du coût de l'offre, soit le point médian d'une fourchette de 10 à 20 % qui a été obtenu à partir des rapports publics ainsi que des consultations auprès de l'industrie. Ce taux de 15 % après impôts se traduit par un taux de rendement supérieur avant impôts. Certains pourraient considérer que ce taux de rendement minimal est relativement élevé, mais compte tenu de la course aux investissements découlant du prix considérable du pétrole en 2007, le taux de 15 % après impôts était jugé acceptable.

Le tableau 1 plus loin dresse la liste des coûts de l'offre ainsi obtenus, du délai de recouvrement pour chaque groupe, dans l'hypothèse d'un taux de réussite de 100 % et en tenant compte des taux de réussite historiques (voir l'annexe A2.3.3). Les coûts de l'offre ainsi obtenus sont valables pour la mise en valeur des nouvelles sources de gaz en 2007 et englobent le coût total de l'infrastructure correspondante. Si l'infrastructure existante était utilisée, les dépenses en immobilisations et les coûts de l'offre seraient moindres que ce qui est indiqué ici.

La moyenne pondérée⁶ du coût de l'offre, avec un taux de réussite de 100 % (sans risque), dans le BSOC est de 7,63 \$/GJ (TGN de l'Alberta, en dollars canadiens). En se basant sur le taux de réussite de 2007, la moyenne pondérée du coût de l'offre, avec risques, est de 7,88 \$/GJ. Il est à noter qu'en ce qui concerne l'analyse avec risques, la production prévue est moindre, mais les dépenses en immobilisations initiales associées au raccordement de la production sont également inférieures (voir la section A3.8). Pour ces raisons, le coût de l'offre avec risques peut ne pas être aussi élevé que ce à quoi il serait possible de s'attendre lorsque comparé au coût de l'offre sans risque (voir l'exemple du groupe de ressources classiques de Colorado, dans le sud-ouest de l'Alberta). De plus, les taux de réussite dans l'Ouest canadien sont relativement élevés en raison de l'état avancé de la mise en valeur de beaucoup de ces ressources. Par conséquent, les coûts de l'offre (avec risques) ne sont généralement pas beaucoup plus élevés que ceux des versions sans risque et ne modifient pas l'attrait relatif pour les zones profondes du bassin.

Compte tenu du prix quotidien moyen de 6,11 \$/GJ pour le TGN de l'Alberta et de l'hypothèse d'un taux de rendement de 15 %, la viabilité économique moyenne à l'égard de la mise en valeur de nouvelles sources de gaz dans l'Ouest canadien était marginale en 2007. Des facteurs comme la disponibilité de l'infrastructure existante, une technologie différente, des variations des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation de même que des hypothèses variées quant aux paramètres des puits font en sorte que les coûts de l'offre pour les puits individuels diffèrent de la moyenne. Ces résultats correspondent aux impressions générales exprimées par les intervenants de l'industrie relativement à la situation économique précaire des nouvelles sources gazières en 2007.

6 La production totale en 2007, des puits de 2007, est utilisée pour calculer les moyennes pondérées.

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploitation représentent la plus grande part des besoins des producteurs au chapitre des flux de trésorerie. Ces flux comprennent l'ensemble des dépenses sur la durée de vie utile d'un puits, pour chacune des catégories. Les dépenses en immobilisations incluent les frais relatifs au puits, au raccordement, au terrain et à la remise en état des lieux. Les frais d'exploitation et de traitement, les redevances et les impôts et taxes sur la durée de vie utile d'un puits. Le rendement est le montant requis pour obtenir un taux de rendement global de 15 %. Le plus souvent, les investissements représentent de 30 % à 40 % du total des flux de trésorerie et les frais d'exploitation tout autant.

La moyenne des coûts de l'offre varie grandement d'un groupe à l'autre. Le tableau 1 présente également la production des puits mis en service en 2007. Les groupes les plus productifs en 2007 comprennent les nouveaux puits de gaz de réservoir étanche provenant des formations Mannville et du jurassique dans la zone Deep Basin en Alberta, les formations du trias de Fort St. John de même que le gaz de réservoir étanche de la formation Colorado supérieur dans le sud de l'Alberta. Les coûts de l'offre, sans risque, pour ces groupes sont de 6,40 \$, 5,94 \$ et 9,19 \$ respectivement.

La moyenne pondérée des coûts de l'offre liés à la production par région est présentée à la figure 2. Les régions les plus éloignées, comme le nord de l'Alberta, assument des coûts d'infrastructure plus élevés et, par conséquent, génèrent des coûts de l'offre parmi les plus élevés de l'analyse. Les régions aux conditions géologiques difficiles se retrouvent souvent sous un terrain qui pose des défis en matière d'aménagement de l'infrastructure, ce qui entraîne des coûts de l'offre élevés, comme c'est le cas dans les contreforts. Dans la zone Deep Basin, les coûts de puits sont élevés en raison de la grande profondeur et de la géographie. Cette région offre quand même des coûts de l'offre parmi les plus bas grâce à des taux de production par puits élevés ainsi qu'un solide rendement économique. Les régions peu profondes du sud-est de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan vivent une situation économique marginale. Les puits de ces régions sont exploités à un coût plus ou moins faible, mais leur taux de rendement est bas et ils sont très sensibles à l'accroissement des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation. Cette situation était évidente en 2007 lorsque les prix du gaz ont diminué et que les activités de forage ont ralenti dans ces régions tandis qu'elles avaient augmenté dans la zone Deep Basin.

Tableau 1 : Coûts de l'offre en 2007 et délai de recouvrement pour chaque groupe

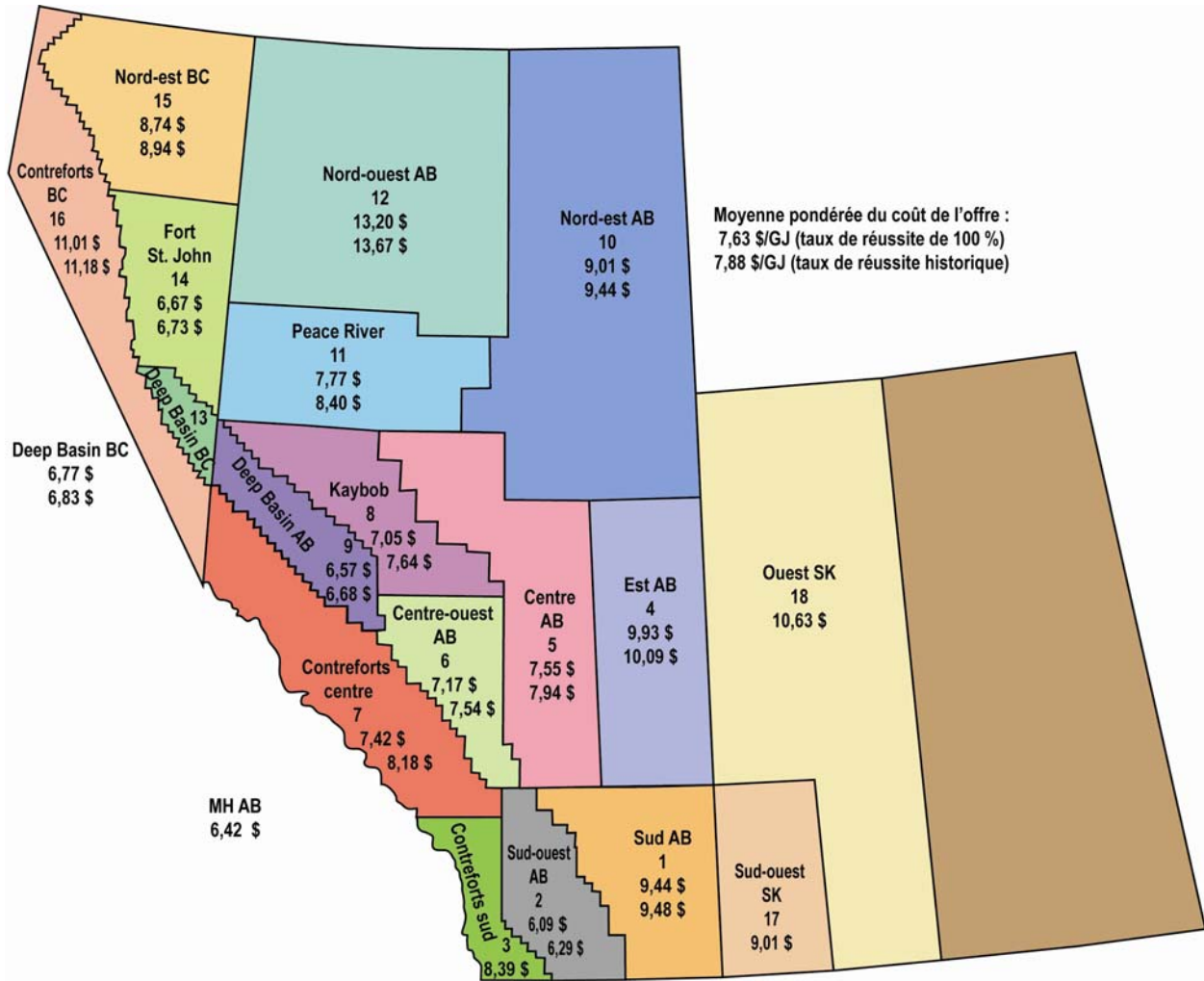
Région	Type de ressource	Groupe de ressources	Taux de réussite de 100 % (sans risque)		Taux de réussite historique (avec risques)			Puits en 2007	
			Coût de l'offre en \$CAN/GJ TGN de l'Alberta	Délai de recouvrement en années	Coût de l'offre en \$CAN/GJ TGN de l'Alberta	Délai de recouvrement en années	Taux de réussite en pourcentage	Production en Gpi ³ /j	Production selon le rang
00 - MH AB	MH	Mannville	6,63 \$	5,41	5,65 \$	5,41	100,0%	4,07	41
00 - MH AB	MH	Main HSC	6,53 \$	5,67	6,53 \$	5,67	100,0%	28,70	4
01 - Sud AB	Classique	Tert;UprCret;UprColr	11,51 \$	4,12	11,53 \$	4,12	99,4%	7,38	27
01 - Sud AB	Classique	Colr	14,36 \$	3,86	14,58 \$	3,89	95,5%	5,61	32
01 - Sud AB	Classique	Mnvl	6,17 \$	4,27	6,27 \$	4,32	94,3%	10,61	20
01 - Sud AB	Rés. étanche	UprColr	9,19 \$	4,90	9,19 \$	4,91	99,8%	33,34	3
02 - Sud-ouest AB	Classique	Tert;UprCret;UprColr	8,53 \$	4,54	8,55 \$	4,55	99,1%	4,18	40
02 - Sud-ouest AB	Classique	Colr	9,12 \$	4,02	11,41 \$	4,28	60,0%	0,25	76
02 - Sud-ouest AB	Classique	MdMnvl;LwrMnvl	5,04 \$	4,11	5,15 \$	4,16	93,9%	5,41	33
02 - Sud-ouest AB	Classique	Jur;Miss	7,65 \$	4,43	7,65 \$	4,43	100,0%	0,26	75
02 - Sud-ouest AB	Rés. étanche	UprColr	20,80 \$	4,68	22,84 \$	4,96	75,0%	0,27	74
02 - Sud-ouest AB	Rés. étanche	Colr	15,69 \$	4,29	17,47 \$	4,48	75,0%	0,09	78
04 - Est AB	Classique	UprCret;UprColr	18,46 \$	4,62	18,53 \$	4,63	98,5%	3,37	45
04 - Est AB	Classique	Colr;Mnvl	8,58 \$	4,47	8,76 \$	4,54	90,2%	21,74	7
04 - Est AB	Rés. étanche	UprColr	18,31 \$	5,20	18,31 \$	5,20	100,0%	0,07	80
05 - Centre AB	Classique	Tert;UprCret	7,67 \$	4,97	7,82 \$	5,04	93,0%	14,56	13
05 - Centre AB	Classique	Colr	9,94 \$	4,96	10,18 \$	5,00	94,2%	2,89	48
05 - Centre AB	Classique	Mnvl	7,00 \$	4,03	7,55 \$	4,15	81,7%	24,11	6
05 - Centre AB	Rés. étanche	Colr	8,11 \$	5,18	8,31 \$	5,20	94,4%	1,15	64
06 - Centre-ouest AB	Classique	Tert	7,26 \$	4,06	7,31 \$	4,07	98,0%	7,49	26
06 - Centre-ouest AB	Classique	UprCret;UprColr	5,28 \$	4,18	5,47 \$	4,23	92,6%	6,44	29
06 - Centre-ouest AB	Classique	Mnvl	9,80 \$	4,69	10,19 \$	4,75	91,8%	16,57	9
06 - Centre-ouest AB	Rés. étanche	Colr	4,47 \$	5,11	4,99 \$	5,21	79,3%	2,12	53
06 - Centre-ouest AB	Rés. étanche	Mnvl	7,03 \$	4,81	7,57 \$	4,85	86,0%	15,89	11
07 - Contreforts centre	Classique	UprColr	9,12 \$	4,71	11,31 \$	4,85	73,7%	2,70	49
07 - Contreforts centre	Classique	Miss	5,77 \$	4,30	6,60 \$	4,44	84,6%	4,76	35
07 - Contreforts centre	Classique	UprDvn;MdDvn	7,81 \$	3,79	9,48 \$	3,89	80,0%	4,68	37
07 - Contreforts centre	Rés. étanche	Jur	12,24 \$	3,88	12,24 \$	3,88	100,0%	4,20	39
08 - Kaybob	Classique	UprColr;Colr	8,20 \$	4,08	9,64 \$	4,18	75,0%	0,93	68
08 - Kaybob	Classique	Mnvl;Jur	6,60 \$	3,66	7,41 \$	3,76	76,8%	13,65	15
08 - Kaybob	Rés. étanche	Colr;Mnvl	7,74 \$	4,41	8,23 \$	4,46	88,1%	13,36	16
09 - Deep Basin AB	Classique	Mnvl;Jur	9,94 \$	3,96	9,94 \$	3,96	100,0%	1,97	55
09 - Deep Basin AB	Classique	Thi	11,84 \$	4,40	11,84 \$	4,40	100,0%	3,35	46
09 - Deep Basin AB	Rés. étanche	UprColr	7,13 \$	4,60	7,33 \$	4,62	95,2%	11,12	18
09 - Deep Basin AB	Rés. étanche	Mnvl;Jur	6,40 \$	4,90	6,50 \$	4,91	97,5%	117,22	1
10 - Nord-est AB	Classique	Mnvl;UprDvn	9,01 \$	3,60	9,44 \$	3,71	82,7%	15,21	12
11 - Peace River	Classique	UprColr	4,76 \$	3,42	4,86 \$	3,45	92,9%	1,14	66
11 - Peace River	Classique	Colr;UprMnvl	5,80 \$	3,54	6,41 \$	3,67	72,7%	4,97	34
11 - Peace River	Classique	MdMnvl;LwrMnvl	9,43 \$	3,31	10,98 \$	3,44	67,0%	8,34	23
11 - Peace River	Classique	UprTri	7,72 \$	4,24	8,56 \$	4,34	73,7%	2,00	54
11 - Peace River	Classique	LwrTri	7,70 \$	4,49	7,81 \$	4,51	96,0%	14,16	14
12 - Nord-ouest AB	Classique	MdDvn	11,97 \$	3,26	12,23 \$	3,27	94,4%	1,92	56
13 - Deep Basin BC	Classique	LwrTri	5,80 \$	4,08	5,89 \$	4,09	96,6%	7,72	25
13 - Deep Basin BC	Rés. étanche	Mnvl	7,26 \$	5,04	7,30 \$	5,04	98,7%	20,74	8
14 - Fort St. John	Classique	Mnvl	8,80 \$	4,37	8,93 \$	4,39	95,7%	16,24	10
14 - Fort St. John	Classique	Thi	5,94 \$	4,85	5,97 \$	4,86	98,2%	35,52	2
15 - Nord-est BC	Classique	UprDvn;MdDvn	6,71 \$	4,47	7,11 \$	4,53	89,5%	1,36	60
15 - Nord-est BC	Rés. étanche	UprDvn	8,55 \$	5,04	8,74 \$	5,05	96,3%	27,48	5
16 - Contreforts BC	Classique	Colr;Mnvl	14,43 \$	3,27	14,73 \$	3,28	96,7%	6,18	31
17 - Sud-ouest SK	Classique	UprColr	9,01 \$	4,13	9,01 \$	4,13	100,0%	9,92	22
18 - Ouest SK	Classique	Colr	15,40 \$	4,04	15,40 \$	4,04	100,0%	1,30	61
18 - Ouest SK	Classique	MdMnvl;LwrMnvl;Miss	8,78 \$	3,48	8,78 \$	3,48	100,0%	3,37	44
Moyennes de production pondérées (et production totale)			7,71 \$	4,59	7,94 \$	4,63	93,7%	572,06	13

Groupes comportant des puits au comportement erratique (profil de production historique difficile à modéliser)

Région	Type de ressource	Groupes de ressources	Taux de réussite de 100 % (sans risque) Coût de l'offre en \$CAN/GH TGN de l'Albeta Délai de recouvrement en années	Taux de réussite historique (avec risques) Coût de l'offre en \$CAN/GH TGN de l'Albeta Délai de recouvrement en années	Taux de réussite en pourcentage	Production en Gpt ³ /j selon le rang	Puits en 2007
02 - Sud-ouest AB	Classique	UprDvn	5,21 \$	5,02 \$	100,0%	0,08	79
02 - Sud-ouest AB	Rés. étanche	LwrMnvl	3,23 \$	4,86 \$	81,2%	3,64	43
03 - Contreforts sud	Classique	Miss;UprDvn	8,39 \$	4,03 \$	100,0%	0,75	72
05 - Centre AB	Classique	Miss;UprDvn	11,69 \$	4,46 \$	85,7%	0,83	71
05 - Centre AB	Rés. étanche	Mnvl	7,78 \$	4,63 \$	88,2%	1,76	57
06 - Centre-ouest AB	Classique	Mnvl	19,61 \$	4,22 \$	100,0%	0,10	77
06 - Centre-ouest AB	Classique	Miss	9,30 \$	4,75 \$	84,8%	2,36	52
06 - Centre-ouest AB	Classique	UprDvn	2,29 \$	4,26 \$	76,9%	6,24	30
07 - Contreforts centre	Classique	Colr;Mnvl	9,15 \$	4,56 \$	80,0%	6,91	28
07 - Contreforts centre	Classique	Jur;Th;Perm	3,72 \$	4,01 \$	100,0%	11,87	17
07 - Contreforts centre	Rés. étanche	UprColr;Colr	12,12 \$	3,77 \$	100,0%	1,44	59
07 - Contreforts centre	Rés. étanche	Mnvl	14,55 \$	3,91 \$	100,0%	0,90	69
08 - Kaybob	Classique	Th	6,76 \$	4,49 \$	88,4%	10,30	21
08 - Kaybob	Classique	UprDvn	5,07 \$	4,17 \$	83,3%	0,65	73
09 - Deep Basin AB	Classique	UprCret	14,96 \$	3,92 \$	100,0%	0,87	70
09 - Deep Basin AB	Classique	UprColr	7,71 \$	4,77 \$	94,7%	2,59	50
09 - Deep Basin AB	Classique	UprDvn	3,67 \$	4,12 \$	85,7%	3,24	47
09 - Deep Basin AB	Rés. étanche	Colr	5,21 \$	4,01 \$	95,7%	8,13	24
11 - Peace River	Classique	Miss	6,04 \$	4,11 \$	73,3%	4,58	38
11 - Peace River	Classique	UprDvn;MdlDvn	15,16 \$	2,96 \$	85,7%	1,12	67
12 - Nord-ouest AB	Classique	Mnvl	10,07 \$	4,30 \$	90,4%	4,73	36
12 - Nord-ouest AB	Classique	Miss	19,00 \$	3,26 \$	88,6%	2,43	51
12 - Nord-ouest AB	Classique	UprDvn	15,72 \$	2,57 \$	66,7%	1,23	63
13 - Deep Basin BC	Classique	Colr	26,30 \$	4,04 \$	50,0%	0,04	81
13 - Deep Basin BC	Rés. étanche	Colr	4,52 \$	4,76 \$	100,0%	1,59	58
14 - Fort St. John	Classique	Perm;Miss	4,71 \$	3,62 \$	100,0%	3,68	42
14 - Fort St. John	Classique	UprDvn;MdlDvn	5,62 \$	4,07 \$	100,0%	1,28	62
15 - Nord-est BC	Classique	LwrMnvl	11,49 \$	4,49 \$	100,0%	0,00	82
15 - Nord-est BC	Classique	Perm;Miss	15,81 \$	4,56 \$	100,0%	1,14	65
16 - Contreforts BC	Classique	Th;Perm;Miss	9,06 \$	3,92 \$	98,0%	10,86	19
Moyennes de production pondérées (et production totale)						95,34	34

Abréviation	Groupes de ressources
Tert	Tertiaire
UprCret	Créacé supérieur
UprCol	Colorado supérieur
Colr	Colorado
UprMnvl	Mannville supérieur
MdlMnvl	Mannville moyen
LwrMnvl	Mannville inférieur
Mnvl	Mannville
Jur	Jurassique
UprTh	Trias supérieur
LwrTh	Trias inférieur
Th	Trias
Perm	Permien
Miss	Mississippien
UprDvn	Dévonien supérieur
MdlDvn	Dévonien moyen
LwrDvn	Dévonien inférieur

Figure 2 : Moyenne des coûts de l'offre par région en 2007



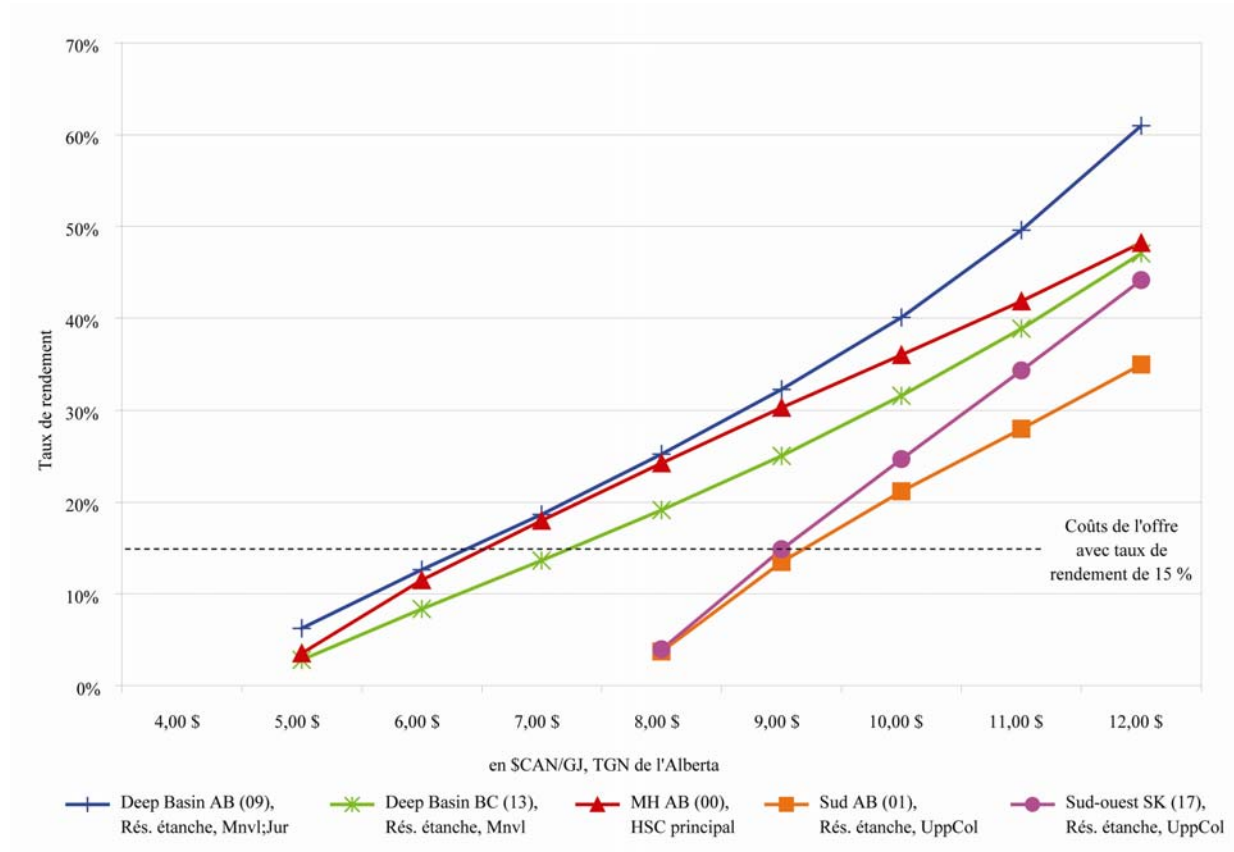
Sensibilité au prix et aux dépenses en immobilisations

Cette étude examine les incidences des coûts de l'offre sur le prix du gaz. Le taux de rendement est calculé en fonction de prix envisagés pour le gaz, qui varient de 4 \$/GJ à 12 \$/GJ dans le TGN de l'Alberta. Les groupes pour lesquels la pente est plus raide sont davantage sensibles à la baisse des prix du gaz et tirent un meilleur parti des prix du gaz lorsque ceux-ci sont élevés. La figure 3 illustre les rendements de cinq groupes en fonction des prix du gaz. La ligne représentant le MH (rouge) présente une des pentes les moins raides, peu importe le prix du gaz, ce qui veut dire que le rendement de ce groupe n'augmente pas proportionnellement aux prix du gaz. Toutefois, la baisse des prix du gaz perturbe moins ce groupe que ceux dont la pente est plus prononcée, ces groupes étant plus sensibles à la diminution des prix du gaz. Les détails relatifs à la sensibilité au prix du gaz sont présentés à l'annexe 12.

La figure 4 illustre comment les coûts de l'offre changent si les dépenses en immobilisations (frais relatifs aux puits, aux raccordements, au terrain et à la remise en état des lieux) augmentent

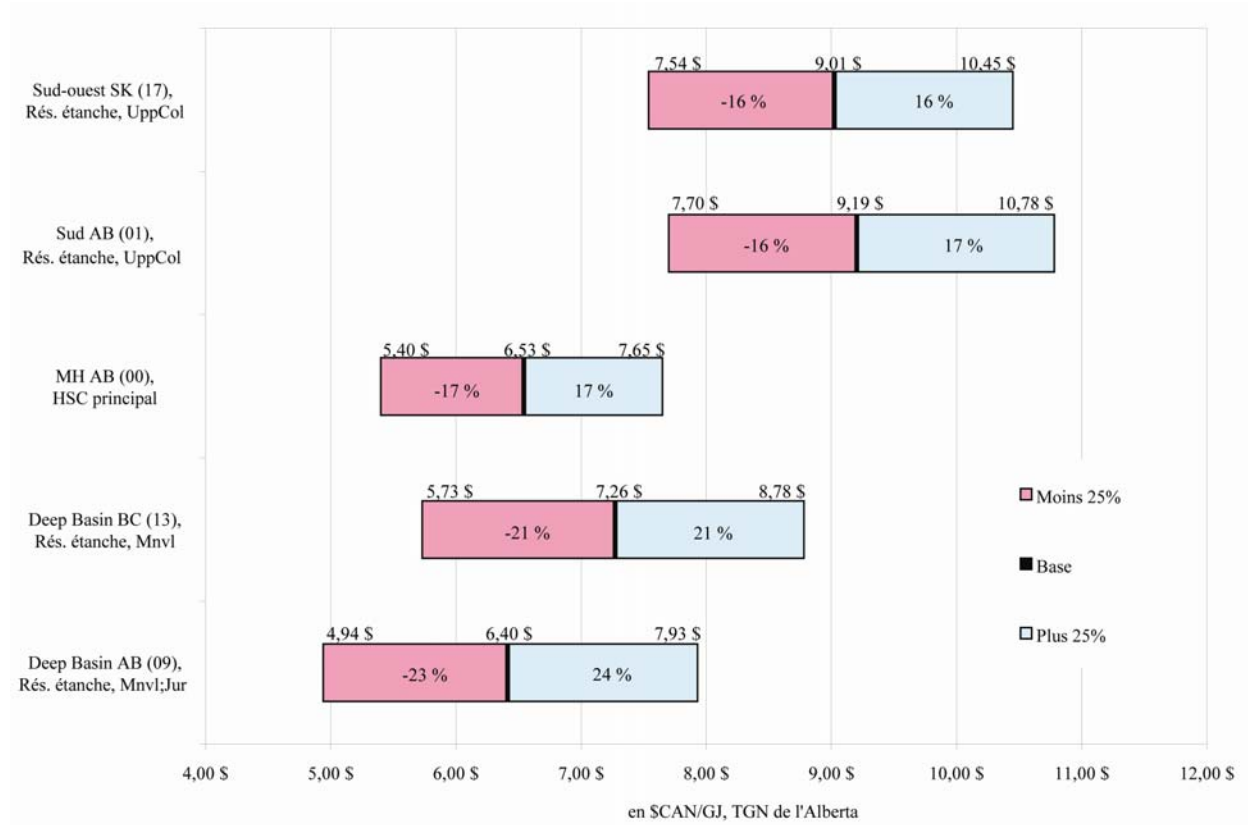
ou diminuent de 25 % pour ces cinq groupes⁷. Les groupes des régions 9 et 13, la zone profonde du bassin, sont légèrement plus sensibles aux modifications des dépenses en immobilisations que les régions peu profondes. Les changements du coût de l'offre sont le plus souvent symétriques pour chacun des groupes lorsque les dépenses en immobilisations augmentent ou diminuent de 25 %. Les changements sont marqués par une légère asymétrie selon les redevances et les déductions relatives à l'impôt de chaque province.

Figure 3 : Taux de rendement en fonction des différents prix du gaz en 2007 (sans risque)



7 Il convient de noter que les exemples de sensibilité sont fondés sur un scénario sans risque. Cette méthode a été utilisée pour faciliter la comparaison des dépenses en immobilisations. Elle permet de se limiter à un montant global de dépenses en immobilisations pour le forage et la complétion au lieu de tenir compte de la moyenne pondérée de ces dépenses pour le forage et la complétion ainsi que le forage et l'abandon, de même que d'un niveau de production attendue plus faible que celui présenté à l'annexe 6, selon la probabilité de réussite. Cependant, les résultats avec risques et sans risque seraient équivalents pour le MH, région HSC, ainsi que pour la région 17 (taux de réussite de 100 %), et ils seraient très semblables pour les autres régions (tous les taux de réussite se situent dans la plage supérieure des 90 %).

Figure 4 : Sensibilité au coût de l'offre et aux dépenses en immobilisations en 2007 (sans risque)



Observations

Le niveau d'activité de forage gazier dans le BSOC a beaucoup varié au cours des dernières années. Il est grandement influencé par les changements du prix du gaz et des coûts connexes. Cette étude sert à illustrer la structure des coûts moyens dans le BSOC et à déterminer la rentabilité relative de la mise en valeur de diverses ressources.

Les prix du gaz naturel ont fortement grimpé jusqu'au milieu de l'année 2008 et il semble que les activités de forage gazier dans l'Ouest canadien pourraient s'intensifier. Si la plus grande activité entraîne une augmentation marquée des coûts de l'offre, cette analyse pourrait être répétée dès qu'une quantité suffisante de nouvelles données sur les coûts sera disponible.

En 2007, les coûts de l'offre pour les nouvelles sources de gaz affichaient une moyenne de 7,88 \$/GJ (avec risques)⁸, ce qui est plus élevé que la moyenne des prix du gaz du TGN de l'Alberta de 6,11 \$/GJ en 2007. Cette situation explique en partie le ralentissement de l'ensemble des activités gazières dans le BSOC au cours de l'année.

8 Allant de 4,86 \$ à 22,84 \$ (exclusion faite des coûts de l'offre pour les puits erratiques).

En 2007 toujours, les coûts de l'offre dans la zone Deep Basin étaient parmi les plus bas, ce qui a justifié le déplacement de l'industrie des régions peu profondes du sud-est de l'Alberta vers des régions plus à l'ouest. La zone Deep Basin était jugée marginalement rentable avec un prix du gaz moyen de 6,11 \$/GJ et un taux de rendement de 15 %, mais dans beaucoup d'autres régions, les nouvelles sources de gaz ont produit un rendement inférieur à 15 % en 2007.

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploitation représentent la plus grande part des besoins des producteurs au chapitre des flux de trésorerie, ce qui explique la grande sensibilité de la situation économique aux changements liés à ces coûts, comme le montre la figure 4. Voilà pourquoi des facteurs comme le coût de l'acier ou de la main-d'œuvre sont si importants pour l'économie de l'industrie. De nombreux autres facteurs peuvent influencer la viabilité des investissements dans le domaine du gaz naturel, y compris les changements touchant les redevances, les taux de change, la concurrence qui existe pour les investissements, notamment exercée par le secteur pétrolier, ainsi que le prix courant du gaz naturel.

Annexe 1 – Facteurs d’ordre financier

Les facteurs qui touchent l’économie et les activités gazières comprennent le raffermissement du dollar canadien et l’augmentation du prix des matériaux comme l’acier. La croissance industrielle en Chine et en Inde a poussé à la hausse la demande et les prix mondiaux de l’acier et d’autres métaux, ce qui a une incidence à l’achat de biens d’investissement par les producteurs. Un dollar canadien fort signifie une baisse du coût des produits étrangers, mais aussi une diminution des revenus du gaz vendu aux consommateurs américains en dollars américains. L’évolution rapide du dollar canadien, qui a connu une hausse de 31 % (de 0,81 US/\$CAN à 1,10 US/\$CAN⁹) entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2007, a compliqué la planification budgétaire. De plus, les effets du taux de change instable sur les taux d’intérêt ont été source d’incertitude chez les producteurs.

Les prix élevés du pétrole (un prix moyen de 72,27 \$US/baril pour le West Texas Intermediate (WTI) en 2007 et de 66,09 \$US/baril en 2006) ont fait en sorte que les producteurs de pétrole classique et de sables bitumineux trouvent intéressante l’option d’investir dans des projets pétroliers. Ainsi, les budgets des activités liées au gaz naturel ont été sabrés tandis que ceux des activités pétrolières ont augmenté. Cette situation se reconnaissait facilement par l’augmentation du nombre de forages d’exploration pétrolière et la diminution des activités gazières en 2007 par rapport à l’année précédente. Les sociétés ont également attribué à la recherche de gaz naturel en dehors du BSOC la moins grande activité à cet endroit en 2007.

Les prix élevés du pétrole ont aussi favorisé le maintien d’une bonne cadence de la mise en valeur des sables bitumineux de l’Alberta, ce qui a soutenu la concurrence pour la main-d’œuvre et, corollairement, le niveau des coûts de la main-d’œuvre. La diminution du nombre d’appareils de forage en 2007 a toutefois porté atteinte aux activités des entreprises qui se consacrent à leur maintenance ainsi qu’aux niveaux d’emploi dans ce secteur.

L’incertitude au sujet des changements au régime de redevances de l’Alberta a constitué un autre facteur qui a eu une incidence sur les marchés du gaz en 2007. Le nouveau régime de redevances de l’Alberta, qui a été annoncé le 25 octobre 2007 et qui visera tous les puits en exploitation après le 1^{er} janvier 2009, a suscité des avis partagés de la part de l’industrie. En raison des inquiétudes particulières liées aux redevances perçues sur le gaz à grande profondeur, le gouvernement de l’Alberta a lancé son nouveau programme sur le gaz à grande profondeur au titre duquel il accorde des crédits de redevances pour le gaz à grande profondeur (puits de mise en valeur d’une profondeur supérieure à 2 500 mètres) produit en Alberta dans les puits forés à compter du 10 avril 2008.

Les règlements du gouvernement fédéral du Canada sur les fiducies de revenu, présentés le 31 octobre 2006, ont également eu un effet sur l’industrie, plus particulièrement sur les niveaux d’activité des petites fiducies de revenu.

9 http://www.banqueducanada.ca/fr/taux/can_us_lookup-f.html

Annexe 2 – Méthodologie de la production et intrants

A2.1 Groupes de formations

Pour chaque région, les formations productrices sont groupées selon leurs caractéristiques géologiques et les coûts de l'offre sont calculés pour chacun de ces groupes. Les formations sont classées en fonction de leurs similitudes : leur profondeur et autres attributs physiques comme la perméabilité et le type de ressource (voir les annexes 7 et 8), les coûts de forage et la possibilité, en Alberta, qu'il y ait mélange au niveau des formations.

A2.2 Types de ressources

Trois types de ressources sont analysés dans cette étude : le gaz classique, le gaz de réservoir étanche et le méthane de houille (MH). La différence entre le gaz classique et le gaz de réservoir étanche est fonction des gisements qui sont définis par la société d'experts-conseils Forward Energy Group Inc.¹⁰. La présente étude tient compte de trois zones principales de gaz de réservoir étanche : certaines zones du crétacé qui se retrouvent dans celle de Deep Basin; les formations de Milk River, de Medicine Hat et de Second White Specks dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan; le groupe Jean Marie dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Cette analyse n'inclut pas les nouveaux projets de mise en valeur lancés en 2007 puisque les données sur les profils de production ou les estimations de coûts étaient alors insuffisantes. Les types de ressources exclus sont le gaz de schistes et les zones de MH autres que celles de Horseshoe Canyon (HSC) et de Mannville.

A2.3 Données de production

Des données historiques sur les puits¹¹ de 1996 à janvier 2008 ont été utilisées afin de calculer la production des puits pour 2007. Ces données permettent de profiler le puits moyen en 2007 selon le groupe. Elles comprennent la production initiale, les paramètres de la courbe de diminution de la production, la profondeur moyenne, la composition du gaz, la perte de volume et le taux de réussite (la probabilité qu'un puits foré maintienne, en moyenne, le niveau de production prévu). La production historique a servi de base pour calculer les intrants selon les groupes à partir des données sur les coûts de petroCUBE (section A2.4).

A2.3.1 Production initiale

Les taux de production initiale pour un puits moyen dans chaque groupe ont été déterminés en faisant la moyenne, à partir des données des puits de 2007, des taux initiaux de tous les puits.

A2.3.2 Courbe de diminution de la production

Les courbes de diminution de la production des puits forés¹² chaque année (de 1996 à 2007) ont été ajustées en tenant compte dans chaque cas des taux de diminution et du nombre de mois de production. Plus il est possible de remonter dans le temps, plus nombreuses sont les données disponibles, et, par conséquent, une courbe de diminution « plus complète » peut être modélisée.

10 <http://www.forwardenergy.ca>

11 Données sur les puits fournies par GeoScout.

12 Puits qui commencent à produire au cours de l'année.

En ce qui concerne les puits forés en 2007, seuls les taux de production initiale et sur les quelques mois qui suivent sont disponibles, donc l'analyse de la courbe historique est utilisée pour extrapoler le rendement des puits en 2007. La production initiale et les paramètres de diminution de la production sont présentés à l'annexe 6.

A2.3.3 Autres paramètres des puits

Les données historiques et les travaux précédents de l'ONÉ servent à calculer la profondeur moyenne des puits, la composition du gaz et la perte de volume pour chacun des groupes. Les paramètres résultants sont présentés aux annexes 7 et 8.

Les données historiques des puits de chaque groupe ont été utilisées pour calculer la probabilité qu'un puits foré dans un groupe précis soit fructueux (produise suffisamment). Le ratio des puits productifs par rapport à ceux qui ne le sont pas a été calculé pour chacun des groupes. Quant aux puits dont la formation ciblée était inconnue alors que la profondeur, elle, était connue, la probabilité statistique a servi à estimer la formation qui était ciblée. Pour chacun des groupes, la profondeur possible des puits selon la formation a été modélisée en fonction d'une distribution normale en cloche. Quand la profondeur d'un puits faisait partie de l'intervalle de confiance de 80 % de la formation, cette formation était identifiée comme une cible possible pour un puits. Si plus d'une formation étaient possibles pour un puits, la formation de la région qui comptait le plus grand nombre de puits forés était choisie. En outre, des courbes de distribution normale ne pouvaient pas être modélisées pour des formations qui comptaient peu de puits historiques. Le cas échéant, les données des puits, pour une formation précise, des huit cantons environnants étaient rassemblées pour estimer la distribution normale.

A2.4 Intrants

Les données de petroCUBE relatives au coût sont accessibles par région et par formation (voir l'annexe 4 pour une liste des formations). Les groupes dont il est question dans cette étude comprennent parfois plus d'une formation (voir la colonne « groupe de ressources » à l'annexe 5). Ainsi, les données historiques sur la production des puits en 2006-2007 sont utilisées pour calculer les ratios qui s'appliquent aux données de petroCUBE relatives au coût. Pour chacun des groupes, les données sur la production sont résumées selon la formation. Les ratios sont calculés par formation (voir l'annexe 9) et appliqués aux données relatives au coût pour obtenir une moyenne des coûts pondérée selon la production historique. Ces coûts comprennent les frais relatifs au forage et à la complétion, au raccordement, à la remise en état des lieux, au terrain et aux frais d'exploitation fixes et variables. Les données relatives au coût ont été recueillies à même des présentations publiques, dans des sites Web de l'industrie et dans le cadre de consultations auprès de représentants du secteur. Les coûts de transformation étaient calculés à partir des travaux précédents de l'ONÉ et de consultations auprès de l'industrie. Les intrants liés au MH ont été recueillis par voie de consultation et dans le rapport de l'ONÉ intitulé « Aperçu et viabilité économique de la mise en valeur du méthane de houille de Horseshoe Canyon¹³ ». Pour consulter les tableaux sur les intrants, voir les annexes 10 et 11.

13 Disponible à <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/hrsshcnynclbmdmthn2007/hrsshcnynclbmdmthn-fra.html> (français) et <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/hrsshcnynclbmdmthn2007/hrsshcnynclbmdmthn-eng.html> (anglais) .

Annexe 3 – Analyse économique

Cette annexe explique les détails qui sous-tendent l'analyse des flux de trésorerie. Pour chacun des groupes, ces flux sont déterminés en fonction des hypothèses décrites dans la présente annexe et à l'annexe 2. La sensibilité des flux monétaires a été éprouvée en variant les prix du gaz ou les dépenses en immobilisations. En tout, 20 estimations sur les flux de trésorerie ont été préparées pour chaque groupe, dont une tablant sur les prix courants et neuf basées sur des hypothèses de prix variables du gaz dans un contexte sans risque (probabilité de réussite de 100 %), lesquelles hypothèses étaient reprises dans le cadre d'une analyse avec risques (prise en compte de la possibilité de puits sec et des coûts connexes). Dix tests de sensibilité à l'égard des dépenses en immobilisations ont également été effectués pour cinq groupes précis.

A3.1 Analyse des flux de trésorerie

Les coûts de l'offre et les taux de rendement sont calculés à partir de l'analyse des flux de trésorerie, dont toutes les composantes sont en dollars canadiens de 2007. Les flux de trésorerie nets pour chaque période correspondent au revenu total moins les dépenses et autres paiements exigibles, comme les impôts et taxes et les redevances. Ils sont tous convertis à l'échelle des données de première période au moyen d'un taux d'actualisation précis (le taux de rendement) et additionnés pour obtenir une valeur actualisée net (VAN). Le coût de l'offre correspond au prix du gaz naturel permettant de ramener la VAN à zéro. Il peut être calculé à partir d'un taux de rendement précis ou servir à établir ce taux de rendement.

Le délai de recouvrement peut ensuite être calculé d'après le coût de l'offre ou le taux de rendement interne. Il y a recouvrement lorsque la somme cumulée de la valeur actualisée des flux de trésorerie, à partir de la première période, est égale à zéro. Les dépenses en immobilisations initiales entraînent des flux de trésorerie nets négatifs au cours de la période, mais au fur et à mesure que les revenus augmentent, la somme cumulée des flux de trésorerie devient positive, soit au moment où les gains nets commencent à rembourser les dépenses en immobilisations initiales.

- Le coût de l'offre et le délai de recouvrement sont déterminés à partir d'un taux d'actualisation en fonction d'une VAN égale à zéro.
- Le taux d'actualisation et le délai de recouvrement sont déterminés à partir du coût de l'offre (prix de vente) lorsque la VAN est égale à zéro.

Dans cette analyse, les coûts et les redevances sont calculés de façon mensuelle. Les revenus nets mensuels, qui sont égaux à la production multipliée par le prix moins les dépenses et les redevances, sont additionnés pour obtenir les totaux annuels, puis le revenu imposable et les impôts et taxes exigibles sont calculés. Ces derniers sont soustraits du revenu net pour obtenir les flux de trésorerie nets annuels.

Flux de trésorerie nets_y = revenu_y – frais d’exploitation_y – redevances exigibles_y – impôts et taxes exigibles_y – dépenses en immobilisations_y

où

$$\text{Revenu}_i = \sum_k \text{production}_{ki} * \text{prix}_{ki}$$

Frais d’exploitation_i = frais d’exploitation fixes_i + frais d’exploitation variables_i

Redevances exigibles_i = $(\sum_k \text{revenu}_{ki} * \text{taux de redevances}_{ki}) - \text{déduction pour amortissement}_i * \text{taux de redevances}_{i(\text{gaz})}$

Impôts et taxes exigibles_y = revenu imposable_y * (taux d’imposition provincial_y + taux d’imposition fédéral_y)

Dépenses en immobilisation_i = forage, cuvelage, complétion, frais relatifs au raccordement + coûts du terrain pendant le premier mois d’exploitation
= coûts de remise en état pendant le dernier mois d’exploitation
= autrement 0

i = mois i

y = année y

k = produit k (gaz naturel, éthane, propane, butane, pentanes plus et soufre)

A3.2 Revenu

Le revenu est déterminé en multipliant le volume de production commercialisable par le prix, et ce, pour chaque produit. Ces revenus sont additionnés pour obtenir le revenu total. Des produits autres que le gaz naturel sont inclus dans certains groupes. Le butane, le propane, l’éthane, les pentanes plus et le soufre sont tous des produits qui peuvent résulter de la transformation du gaz naturel. Puisque ces produits génèrent des rentrées, ce revenu doit être pris en compte pour établir la rentabilité des puits. Les compositions des flux gazeux pour chacun des groupes sont présentées à l’annexe 7.

Le prix du gaz naturel peut être résolu comme coût de l’offre dans l’analyse des flux de trésorerie ou pris en charge et ajouté à l’analyse pour trouver le taux de rendement. Les prix utilisés varient d’un dollars à la fois entre 4 \$/GJ à 12 \$/GJ¹⁴. Le prix du gaz naturel correspond au prix courant par gigajoule en dollars canadiens de 2007. Le prix à la tête du puits reçu par les producteurs est le prix courant moins 0,15 \$/GJ pour tenir compte du transport. Ce prix à la tête du puits est celui pour 2007. Les prix futurs augmentent à un taux d’inflation annuel réel de 2 %. Par exemple, si le prix en 2007 est de 3,85 \$CAN/GJ, le prix en 2008 sera de 3,93 \$CAN/GJ (en

14 La moyenne mensuelle des prix quotidiens au comptant pour le TGN de l’Alberta (carrefour AECO-C) a varié de 4,44 \$CAN/GJ à 11,78 \$CAN/GJ au cours des cinq dernières années (de janvier 2003 à octobre 2007). La fourchette des prix du gaz de 4 \$ à 12 \$ est fondée sur ces antécédents. Source des prix historiques du gaz : http://www.sproule.com/prices/hist_gas.htm (en anglais).

appliquant un taux d'inflation annuel réel de 2 %) et augmentera dans une proportion identique pour la production des années suivantes.

Les prix pour les autres produits sont calculés comme suit : en 2007, le prix du soufre à la sortie de l'usine est établi à 34 \$ la tonne, en dollars canadiens de 2007. Les années suivantes, le prix augmente à un taux d'inflation annuel réel de 2 %. Les prix des autres produits sont calculés selon des rapports de prix. Le prix du propane pour une année donnée dépasse de 45 % le prix de gaz naturel à la tête du puits, celui du butane le dépasse de 55 %, tandis que pour les pentanes et les molécules lourdes (pentanes plus, il double. La conversion du gaz brut en ces différents produits nécessite des facteurs de rendement. Le facteur utilisé pour le propane est de 25,394 GJ par mètre cube de gaz brut produit, pour le butane il est de 28,345 GJ par mètre cube et dans le cas des pentanes plus, il passe à 31 GJ par mètre cube.

A3.3 Succès et abandon

Puisqu'il y a un risque que le puits foré soit sec – production gazière infructueuse – l'analyse en évalue la probabilité pour prendre ce risque en considération. La probabilité qu'un puits soit infructueux ou abandonné, pour chaque groupe, est présentée à l'annexe 8. La probabilité de succès, c'est-à-dire que le puits foré soit productif, est égale à un, moins la probabilité d'abandon. Afin de tenir compte de ce risque dans l'analyse, la production mensuelle est multipliée par la probabilité de succès, ce qui permet d'obtenir la production attendue, ou production avec risques, puis par les frais mensuels¹⁵. Comme le revenu est égal à la production multipliée par le prix, le revenu reporté est chaque fois un revenu avec risques, et au même titre que pour les coûts à risques, l'analyse économique est une analyse qui tient compte du risque.

A3.4 Dépenses en immobilisations

L'hypothèse de départ est que les dépenses initiales en immobilisations s'appliquent au premier mois de production, à l'exception des coûts de remise en état qui se confinent au dernier mois de production, et elles augmentent selon un taux d'inflation de 2 %. Il importe de savoir que les dépenses en immobilisations sont différentes pour les puits improductifs (qui n'engageront aucun frais d'exploitation puisqu'il n'y a pas de production).

A3.5 Frais d'exploitation et de traitement

Des frais d'exploitation sont engagés pour chaque mois de production. Il y a deux sortes de frais d'exploitation : fixes et variables. Les frais d'exploitation fixes sont les mêmes chaque mois et il n'est alors pas tenu compte de la production mensuelle du puits. Les frais fixes peuvent comprendre la location d'équipement, l'entretien et de la main-d'œuvre. Les frais d'exploitation variables représentent un coût par unité de production commercialisable. Ils sont en dollars canadiens de 2007 et correspondent aux frais engagés en 2007. Les frais d'exploitation futurs sont gonflés de 2 % par année.

15 Revenu prévu avant impôts et taxes = (probabilité de succès)* revenu avant impôts et taxes + (probabilité d'abandon)*zéro; revenu avant impôts et taxes = (probabilité de succès)* revenu avant impôts et taxes puisqu'il n'y a aucun revenu si le puits est abandonné (sec).

Le gaz brut doit être transformé en gaz commercialisable avant d'être mis sur le marché. Ces frais d'exploitation sont calculés en dollars par unité de production et augmentent selon un taux d'inflation annuel réel de 2 %.

A3.6 Redevances

Il est adopté comme hypothèse que la production a lieu sur des terres de la Couronne, ce qui signifie que des redevances doivent être payées au gouvernement provincial. Les redevances existent parce que ce sont les citoyens qui possèdent les ressources naturelles (le gaz naturel et les liquides du gaz naturel, dans ce cas-ci). Les producteurs qui exploitent une ressource dans le but d'en tirer un revenu doivent donc verser une indemnité.

Pour la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, ce sont les régimes de redevances en place en décembre 2006 qui sont utilisés¹⁶. Le nouveau régime de redevances de l'Alberta, qui a été annoncé en octobre 2007¹⁷, est utilisé pour l'analyse économique de la production en Alberta à compter du 1^{er} janvier 2009. Les redevances brutes payables représentent le produit du taux de redevances (en pourcentage) et du revenu brut (prix de vente prévu multiplié par la production). Dans le contexte des calculs liés aux redevances brutes, les déductions relatives aux dépenses en immobilisations, la faible productivité et les ajustements visant les exemptions de redevances pour les puits profonds sont déduits pour obtenir les redevances nettes réelles à payer au gouvernement provincial respectif pour chaque mois de production.

A3.6.1 Redevances en Colombie-Britannique

La formule de redevances gazières base 9¹⁸ est utilisée pour calculer les redevances brutes¹⁹ pour le gaz naturel en Colombie-Britannique. Cette formule retient 9 % du prix lorsque celui-ci est inférieur ou égal au prix choisi, puis 40 % du montant pouvant dépasser ce prix. Le prix choisi est de 50 \$/m³ (1,41 \$/kpi³). Le taux de redevances doit se trouver dans une fourchette de 9 % à 27 %. Le taux de redevances des puits qui produisent une moyenne mensuelle inférieure à 5 000 10³ m³/jour diminuera.

Les autres produits tirés du gaz naturel font également l'objet de redevances. Celles sur les liquides du gaz naturel s'élèvent à un taux uniforme de 20 % du volume des ventes et celles sur le soufre sont d'un taux uniforme de 16 2/3 % du volume des ventes. Les redevances brutes payables correspondent à la somme de toutes les redevances exigibles pour chaque produit.

En Colombie-Britannique, les producteurs peuvent déduire des montants d'amortissement et des ajustements pour les puits profonds admissibles. Les producteurs de gaz ont droit à une indemnité pour coûts de service en ce qui concerne la collecte de gaz, la déshydratation, la compression ainsi que le traitement préliminaire et la conservation. En d'autres termes, le coût total de ces éléments, multiplié par le taux de redevances pour le gaz naturel, est déduit des

16 Régimes financiers pour le pétrole et le gaz dans les territoires et les provinces de l'Ouest canadien (*Oil and Gas Fiscal Regimes: Western Canadian Provinces and Territories*), décembre 2006 : <http://www.energy.gov.ab.ca/Tenure/pdfs/FISREG.pdf> (en anglais)

17 Nouveau régime de redevances de l'Alberta : http://www.energy.gov.ab.ca/About_Us/1293.asp (en anglais)

18 Gaz produit à partir de puits forés sur un terrain acquis après le 1er juin 1998 et complétés dans un délai de cinq ans suivant l'émission des droits.

19 Pour obtenir des renseignements supplémentaires, voir la note de bas de page n° 16.

redevances brutes. Les puits verticaux dont la profondeur est d'au moins 2 500 m ou les puits horizontaux d'une profondeur minimale de 2 300 m sont admissibles à des crédits pour exemption de versement de redevances sur les puits profonds. Cette méthode s'applique aux redevances futures²⁰.

A3.6.2 Redevances en Alberta

Les formules de taux de redevances sur le pétrole et le gaz en Alberta ont été mises à jour en octobre 2007 conformément au nouveau cadre de taux de redevances du gouvernement provincial. Ces formules seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2009. Ainsi, dans cette analyse, les formules de redevances qui existaient avant cette annonce ont été adoptées pour la production de 2007 et de 2008, tandis que la production effectuée après 2008 adopte les nouvelles formules de redevances.

Le calcul des nouvelles redevances sur le gaz naturel se fait en fonction de deux éléments : le prix et la quantité. Le taux de redevances est obtenu en fonction de chacun de ces éléments qui, individuellement, ne peuvent dépasser 30 %, tandis qu'au total, le taux de redevances doit se situer entre 5 % et 50 %. La quantité peut en outre être réduite selon un facteur de profondeur. Si la profondeur d'un puits est de 2 000 m ou plus, il y aura recours à un facteur de profondeur variant selon la quantité de gaz produit. En raison de l'ajustement en fonction de profondeur, le facteur quantité peut mener à taux de redevances négatif. Les taux de redevances actuels, en vigueur depuis le 1^{er} décembre 2006¹, pour l'éthane, le propane, le butane, les pentanes plus et le soufre, sont utilisés dans cette analyse. Le taux de redevances est ensuite multiplié par les revenus bruts afin d'obtenir les redevances brutes mensuelles.

Comme en Colombie-Britannique, les coûts applicables peuvent être déduits des redevances brutes, y compris les dépenses annuelles en immobilisations, les frais d'exploitation mensuels et les frais annuels de traitement personnalisé. Ces coûts sont multipliés par le taux de redevances pour le gaz naturel et soustraits du montant total de redevances brutes pour obtenir le montant net des redevances à payer chaque mois.

Il existe également un allègement sur les redevances pour les puits de gaz profonds. La formule d'allègement actuelle est utilisée dans la présente analyse. Le gouvernement de l'Alberta a annoncé de nouveaux programmes pour les puits profonds afin de promouvoir l'exploitation des réserves de pétrole et de gaz dont le coût est élevé. Toutefois, ces nouveaux programmes ne s'appliqueront qu'aux puits forés à compter du 10 avril 2008. Comme l'analyse évalue la viabilité économique des puits en 2007, ces programmes ne sont pas pris en considération dans les calculs.

A3.6.3 Redevances en Saskatchewan

La formule des redevances sur « la quatrième partie du gaz tirée des puits²¹ » est utilisée pour calculer le taux de redevances sur la production gazière en Saskatchewan. Si la production gazière mensuelle d'un puits est inférieure à $25 \cdot 10^3 \text{ m}^3$, le taux de redevances est de 0 %. Si la

20 Comme les redevances exigées ne peuvent être négatives, tout montant pouvant ainsi être déduit des redevances brutes exigibles pour un mois est reporté au mois suivant et ajouté aux déductions de ce mois-là, et ainsi de suite jusqu'à épuisement des déductions.

21 Gaz tiré de puits forés le 1er octobre 2007 et par la suite.

production mensuelle est supérieure à $25 \cdot 10^3 \text{ m}^3$, le taux de redevances est calculé selon une de deux formules tenant compte d'une production supérieure ou inférieure à $115,4 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$.

Il y a également une déduction pour amortissement qui permet de diminuer les redevances exigibles, mais contrairement à la Colombie-Britannique et à l'Alberta, elle n'est pas fondée sur les dépenses réelles et constitue plutôt une déduction fixe de 10 \$ par mille mètres cubes pour tous les types de gaz. Cette déduction permet de tenir compte des frais de collecte et de traitement. Il n'y a aucune redevance pour les liquides du gaz naturel. Des frais de traitement élevés ne sont donc pas pris en considération dans la déduction. En outre, il n'est tenu compte d'aucune production de soufre en Saskatchewan, donc aucune redevance sur ce produit n'est calculée.

A3.7 Impôts et taxes

Les nouveaux taux d'imposition des sociétés au Canada, annoncés et adoptés à l'automne 2007, sont utilisés dans cette analyse. Le taux d'imposition du revenu des sociétés en 2007 est de 22,12 % et passera graduellement à 15 % d'ici 2012. Les taux présentés ci-dessous sont ceux utilisés dans l'analyse. Il est supposé que la production après 2012 sera taxée au taux de 15 %.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Taux d'imposition au Canada	22,12 %	19,5 %	19,0 %	18,0 %	16,5 %	15,0 %

Les taux d'imposition provinciaux, en date d'octobre 2007, sont hypothétiques et constants tout au long de la durée de vie utile de chacun des puits en production.

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan
Taux d'imposition provinciaux	12 %	10 %	14 %

Les revenus avant impôts et taxes correspondent aux revenus (production multipliée par le prix) moins les frais d'exploitation et les redevances exigibles. Ils sont calculés de façon mensuelle et additionnés pour chaque année civile. Le revenu imposable correspond aux revenus avant impôts et taxes moins l'amortissement admissible et une tranche des dépenses en immobilisations pour une année donnée. Les taux d'imposition sont multipliés par le revenu annuel imposable afin d'obtenir le montant des impôts fédéraux et provinciaux payables pour chaque année de production d'un puits. Le revenu annuel après impôts et taxes est ensuite calculé en soustrayant, pour chaque année, les impôts et taxes exigibles en fonction du revenu avant impôts et taxes.

A3.8 Flux de trésorerie nets et calculs

Les flux de trésorerie nets pour chaque année correspondent au revenu avant impôts et taxes (avec risques) moins les dépenses en immobilisations. Il est supposé que les dépenses initiales en immobilisations sont engendrées au cours du premier mois et que les flux de trésorerie nets du premier mois seront négatifs. Les frais de remise en état des lieux du dernier mois de production entraîneront eux aussi, le plus souvent, des flux de trésorerie négatifs pour ce mois. En ce qui concerne tous les autres mois, aucune dépense en immobilisations n'est prévue, et puisque la production nécessite des revenus suffisants pour couvrir les frais d'exploitation, les flux de trésorerie nets sont positifs. L'hypothèse émise est qu'au moment où la production diminuera et que le revenu ne suffira plus à couvrir les frais d'exploitation, celle-ci cessera.

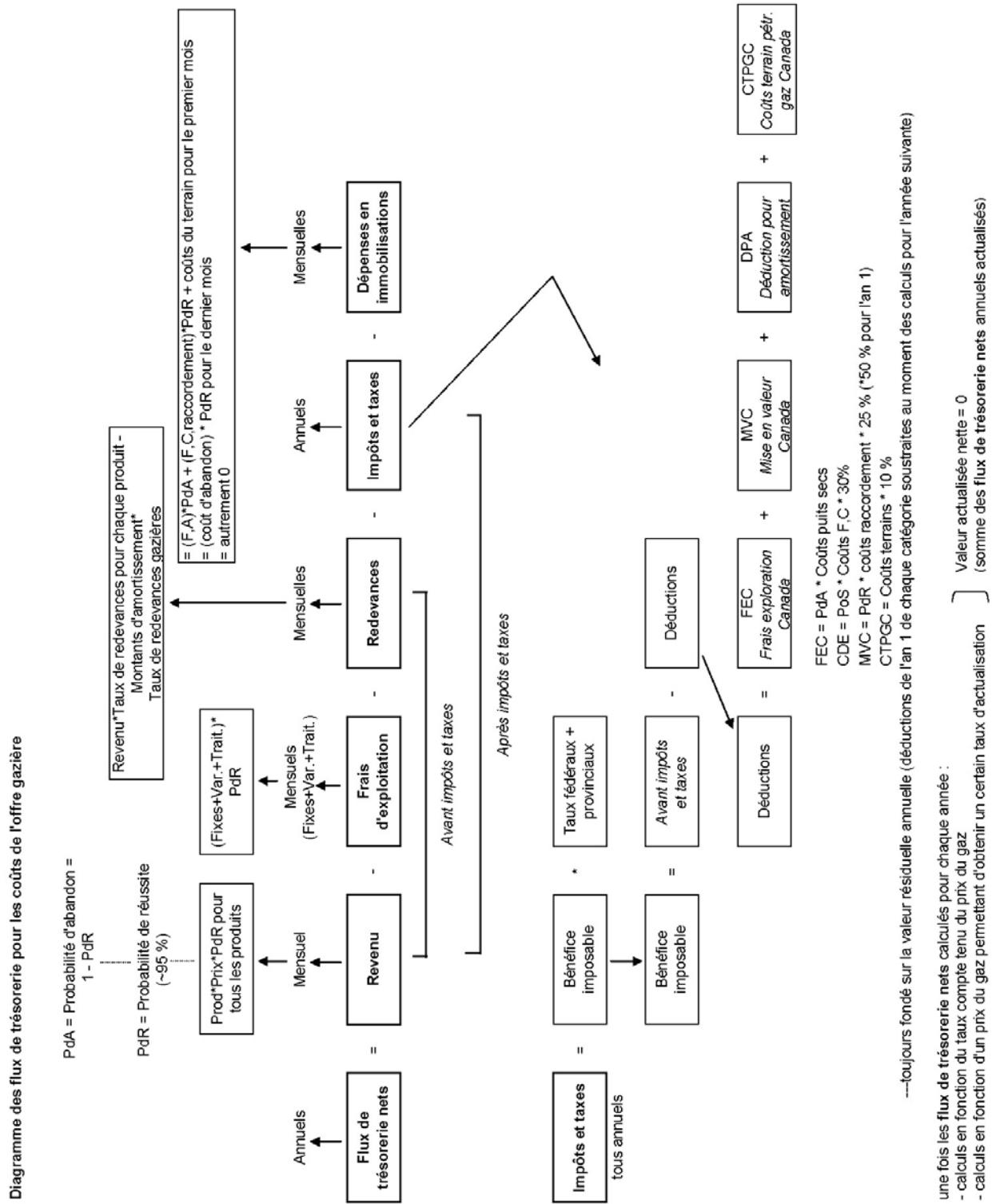
Les coûts doivent également être pondérés en fonction de la probabilité de succès. Si un puits est abandonné, le producteur engagera des frais liés au terrain, au forage, à l'abandon et à la remise en état des lieux. Si un puits est fructueux, le producteur engagera des frais liés au terrain, au forage, au cuvelage, au raccordement et à la remise en état des lieux. Le total des dépenses initiales en immobilisations correspond donc à ce qui suit :

Dépenses initiales en immobilisations = frais liés au terrain + (probabilité qu'un puits soit infructueux) * frais liés à un puits sec + (probabilité de succès)* (frais de forage et de cuvelage + frais de raccordement)

Les dépenses en immobilisations du dernier mois de production correspondent aux coûts indexés de remise en état des lieux. Une fois les flux de trésorerie nets calculés, la VAN et les délais de recouvrement sont à leur tour calculés, de même que le taux de rendement ou le coût de l'offre pour un puits moyen de chaque groupe.

Un résumé de l'analyse économique est présenté à la page suivante.

Figure A1 : Diagramme des flux monétaires



Annexe 4 – Formations

Abréviation	Groupe de ressources
Tert	Tertiaire
UprCret	Crétacé supérieur
UprCol	Colorado supérieur
Colr	Colorado
UprMnvl	Mannville supérieur
MdlMnvl	Mannville moyen
LwrMnvl	Mannville inférieur
Mnvl	Mannville
Jur	Jurassique
UprTri	Trias supérieur
LwrTri	Trias inférieur
Tri	Trias
Perm	Permien
Miss	Mississippien
UprDvn	Dévonien supérieur
MdlDvn	Dévonien moyen
LwrDvn	Dévonien inférieur

Il convient de noter, par exemple, que la formation du Mannville est inscrite sous l'abréviation Mnvl, mais elle pourrait être divisée en trois formations : Mannville supérieur, Mannville moyen et Mannville inférieur.

Annexe 5 – Groupes

Nom de la région	N° région	Type de ressource	Groupe de ressources
MH AB	00	MH	HSC principal
MH AB	00	MH	Mannville
Sud AB	01	Classique	Tert;UprCret;UprColr
Sud AB	01	Classique	Colr
Sud AB	01	Classique	Mnvl
Sud AB	01	Rés. étanche	UprColr
Sud-ouest AB	02	Classique	Tert;UprCret;UprColr
Sud-ouest AB	02	Classique	Colr
Sud-ouest AB	02	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl
Sud-ouest AB	02	Classique	Jur;Miss
Sud-ouest AB	02	Classique	UprDvn
Sud-ouest AB	02	Rés. étanche	UprColr
Sud-ouest AB	02	Rés. étanche	Colr
Sud-ouest AB	02	Rés. étanche	LwrMnvl
Contreforts sud	03	Classique	Miss;UprDvn
Est AB	04	Classique	UprCret;UprColr
Est AB	04	Classique	Colr;Mnvl
Est AB	04	Rés. étanche	UprColr
Centre AB	05	Classique	Tert;UprCret
Centre AB	05	Classique	Colr
Centre AB	05	Classique	Mnvl
Centre AB	05	Classique	Miss;UprDvn
Centre AB	05	Rés. étanche	Colr
Centre AB	05	Rés. étanche	Mnvl
Centre-ouest AB	06	Classique	Tert
Centre-ouest AB	06	Classique	UprCret;UprColr
Centre-ouest AB	06	Classique	Mnvl
Centre-ouest AB	06	Classique	LwrMnvl; Jur
Centre-ouest AB	06	Classique	Miss
Centre-ouest AB	06	Classique	UprDvn
Centre-ouest AB	06	Rés. étanche	Colr
Centre-ouest AB	06	Rés. étanche	Mnvl
Contreforts centre	07	Classique	UprColr
Contreforts centre	07	Classique	Colr;Mnvl
Contreforts centre	07	Classique	Jur;Tri;Perm
Contreforts centre	07	Classique	Miss
Contreforts centre	07	Classique	UprDvn;MdlDvn
Contreforts centre	07	Rés. étanche	UprColr;Colr
Contreforts centre	07	Rés. étanche	Mnvl
Contreforts centre	07	Rés. étanche	Jur
Kaybob	08	Classique	UprColr;Colr
Kaybob	08	Classique	Mnvl;Jur
Kaybob	08	Classique	Tri
Kaybob	08	Classique	UprDvn
Kaybob	08	Rés. étanche	Colr;Mnvl

Nom de la région	N° région	Type de ressource	Groupe de ressources
Deep Basin AB	09	Classique	UprCret
Deep Basin AB	09	Classique	UprColr
Deep Basin AB	09	Classique	Mnvl;Jur
Deep Basin AB	09	Classique	Tri
Deep Basin AB	09	Classique	UprDvn
Deep Basin AB	09	Rés. étanche	UprColr
Deep Basin AB	09	Rés. étanche	Colr
Deep Basin AB	09	Rés. étanche	Mnvl;Jur
Nord-est AB	10	Classique	Mnvl;UprDvn
Peace River	11	Classique	UprColr
Peace River	11	Classique	Colr;UprMnvl
Peace River	11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl
Peace River	11	Classique	UprTri
Peace River	11	Classique	LwrTri
Peace River	11	Classique	Miss
Peace River	11	Classique	UprDvn;MdlDvn
Nord-ouest AB	12	Classique	Mnvl
Nord-ouest AB	12	Classique	Miss
Nord-ouest AB	12	Classique	UprDvn
Nord-ouest AB	12	Classique	MdlDvn
Deep Basin BC	13	Classique	Colr
Deep Basin BC	13	Classique	LwrTri
Deep Basin BC	13	Rés. étanche	Colr
Deep Basin BC	13	Rés. étanche	Mnvl
Fort St. John	14	Classique	Mnvl
Fort St. John	14	Classique	Tri
Fort St. John	14	Classique	Perm;Miss
Fort St. John	14	Classique	UprDvn;MdlDvn
Nord-est BC	15	Classique	LwrMnvl
Nord-est BC	15	Classique	Perm;Miss
Nord-est BC	15	Classique	UprDvn;MdlDvn
Nord-est BC	15	Rés. étanche	UprDvn
Contreforts BC	16	Classique	Colr;Mnvl
Contreforts BC	16	Classique	Tri;Perm;Miss
Sud-ouest SK	17	Rés. étanche	UprColr
Ouest SK	18	Classique	Colr
Ouest SK	18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss

Annexe 6 – Paramètres de diminution de la production

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Production initiale en Mpr ² /j	Taux 1 ^{er} baisse	Taux 2 ^e baisse	Taux 3 ^e baisse	Taux 4 ^e baisse	Taux 5 ^e baisse	Taux	Mois avant 2 ^e baisse	Mois avant 3 ^e baisse	Mois avant 4 ^e baisse	Mois avant 5 ^e baisse
00	MH	HSC principal	0,077	0,02	0,17	0,1	0,1	0,1	0,1	12	60	500	500
00	MH	Mannville	0,38	0,01	0,4	0,2	0,15	0,1	0,1	15	30	50	100
01	Classique	Tert;Upr;Cret;Upr;CoIr	0,08	0,75	0,3	0,24	0,15	0,15	0,15	10	30	100	500
01	Classique	CoIr	0,13	1	0,38	0,25	0,15	0,15	0,15	17	30	80	500
01	Classique	Mnvl	0,3	0,7	0,45	0,2	0,15	0,15	0,15	12	35	80	500
01	Rés. étanche	Upr;CoIr	0,084	0,85	0,35	0,21	0,15	0,11	0,11	8	20	42	100
02	Classique	Tert;Upr;Cret;Upr;CoIr	0,125	1	0,35	0,17	0,17	0,17	0,17	9	35	500	500
02	Classique	CoIr	0,16	0,8	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	10	75	500	500
02	Classique	Mdl;Mnvl;Lwr;Mnvl	0,62	1,2	0,55	0,25	0,17	0,17	0,17	12	30	65	500
02	Classique	Jur;Miss	0,34	1,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	10	500	500	500
02	Classique	Upr;Dvn	0,55	0,75	0,25	0,11	0,05	0,05	0,05	20	50	100	500
02	Rés. étanche	Upr;CoIr	0,057	1,2	0,3	0,15	0,15	0,15	0,15	10	40	500	500
02	Rés. étanche	CoIr	0,11	1	0,5	0,22	0,15	0,15	0,15	10	30	70	500
02	Rés. étanche	Lwr;Mnvl	0,5	0,55	0,3	0,18	0,15	0,15	0,15	10	25	50	500
03	Classique	Miss;Upr;Dvn	3,4	0,45	0,3	0,23	0,23	0,23	0,23	10	34	500	500
04	Classique	Upr;Cret;Upr;CoIr	0,051	0,95	0,41	0,28	0,1	0,1	0,1	7	25	60	500
04	Rés. étanche	CoIr;Mnvl	0,184	0,85	0,53	0,25	0,16	0,16	0,16	7	20	50	500
04	Rés. étanche	Upr;CoIr	0,053	0,75	0,55	0,15	0,08	0,08	0,08	7	20	40	500
05	Classique	Tert;Upr;Cret	0,147	0,75	0,45	0,25	0,1	0,1	0,1	8	20	50	500
05	Classique	CoIr	0,163	0,65	0,45	0,25	0,12	0,12	0,12	7	20	40	500
05	Classique	Mnvl	0,355	0,7	0,55	0,37	0,15	0,15	0,15	7	20	50	500
05	Classique	Miss;Upr;Dvn	0,235	0,65	0,4	0,25	0,15	0,15	0,15	7	30	50	500
05	Rés. étanche	CoIr	0,256	0,85	0,45	0,2	0,1	0,1	0,1	4	20	50	500
05	Rés. étanche	Mnvl	0,392	0,65	0,4	0,25	0,15	0,15	0,15	7	20	50	500
06	Classique	Tert	0,18	1	0,35	0,16	0,16	0,16	0,16	7	45	500	500
06	Classique	Upr;Cret;Upr;CoIr	0,42	1	0,45	0,25	0,13	0,13	0,13	8	26	70	500
06	Classique	Mnvl	0,25	1,5	0,45	0,23	0,2	0,2	0,2	8	25	45	500
06	Classique	Lwr;Mnvl;Jur	0,48	0,75	0,4	0,16	0,12	0,12	0,12	12	32	65	500
06	Classique	Miss	0,57	0,6	0,3	0,13	0,13	0,13	0,13	10	48	500	500
06	Classique	Upr;Dvn	1,25	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	500	500	500	500
06	Rés. étanche	CoIr	0,44	0,3	0,15	0,12	0,12	0,12	0,12	25	55	500	500
06	Rés. étanche	Mnvl	0,46	0,65	0,27	0,17	0,11	0,11	0,11	12	45	80	500
07	Classique	Upr;CoIr	0,72	0,8	0,3	0,2	0,15	0,12	0,12	12	20	60	500
07	Classique	CoIr;Mnvl	1,05	0,8	0,35	0,15	0,15	0,15	0,15	8	45	500	500
07	Classique	Jur;Tri;Perm	5,7	0,35	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	30	500	500	500
07	Classique	Miss	2,9	0,6	0,2	0,11	0,11	0,11	0,11	12	45	500	500
07	Classique	Upr;Dvn;Mdl;Dvn	1,8	0,01	0,25	0,15	0,15	0,15	0,15	12	90	500	500
07	Rés. étanche	Upr;CoIr;CoIr	0,65	0,55	0,45	0,25	0,25	0,25	0,25	20	40	500	500
07	Rés. étanche	Mnvl	0,45	0,4	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	30	500	500	500
07	Rés. étanche	Jur	1,75	1,1	0,4	0,25	0,25	0,25	0,25	10	25	500	500
08	Classique	Upr;CoIr;CoIr	0,46	1	0,35	0,24	0,24	0,24	0,24	10	20	500	500
08	Classique	Mnvl;Jur	1,1	0,9	0,45	0,25	0,16	0,12	0,12	10	50	500	500
08	Classique	Tri	1,1	1	0,3	0,2	0,14	0,14	0,14	12	45	75	500
08	Classique	Upr;Dvn	1,3	1	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	12	500	500	500
08	Rés. étanche	CoIr;Mnvl	0,64	1,1	0,5	0,24	0,12	0,12	0,12	7	20	75	500
09	Classique	Upr;Cret	0,53	1,35	0,45	0,25	0,15	0,15	0,15	6	25	100	500
09	Classique	Upr;CoIr	0,56	0,8	0,26	0,2	0,12	0,12	0,12	7	30	75	500
09	Classique	Mnvl;Jur	0,64	0,75	0,33	0,12	0,12	0,12	0,12	12	80	500	500
09	Classique	Tri	0,62	0,6	0,3	0,18	0,18	0,18	0,18	15	40	500	500
09	Classique	Upr;Dvn	6,5	0,01	1,5	0,6	0,2	0,2	0,2	6	12	24	500
09	Rés. étanche	Upr;CoIr	0,60	1	0,4	0,22	0,13	0,13	0,13	7	20	65	500
09	Rés. étanche	CoIr	1,3	1,2	0,45	0,23	0,23	0,23	0,23	8	35	500	500
09	Rés. étanche	Mnvl;Jur	1,2	0,65	0,37	0,22	0,15	0,12	0,12	15	30	50	70

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Production initiale en Mpr ³ /j	Taux 1 ^{re} baisse	Taux 2 ^e baisse	Taux 3 ^e baisse	Taux 4 ^e baisse	Taux 5 ^e baisse	Mois avant 2 ^e baisse	Mois avant 3 ^e baisse	Mois avant 4 ^e baisse	Mois avant 5 ^e baisse
10	Classique	Mnvl;UprDvn	0,185	0,5	0,4	0,22	0,22	0,22	7	25	500	500
11	Classique	UprColr	0,55	0,65	0,35	0,27	0,27	0,27	14	50	500	500
11	Classique	Colr;UprMnvl	0,59	0,55	0,3	0,3	0,3	0,3	25	500	500	500
11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	0,58	0,9	0,45	0,25	0,2	0,2	18	45	90	500
11	Classique	UprTh	0,7	0,8	0,2	0,2	0,2	0,2	20	500	500	500
11	Classique	LwrTh	0,6	0,6	0,25	0,15	0,15	0,15	20	50	500	500
11	Classique	Miss	0,85	1	0,25	0,2	0,2	0,2	12	100	500	500
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	0,8	1,5	0,35	0,35	0,35	0,35	20	500	500	500
12	Classique	Mnvl	0,208	0,75	0,45	0,2	0,17	0,17	7	20	45	500
12	Classique	Miss	0,267	0,95	0,65	0,45	0,25	0,25	7	30	45	500
12	Classique	UprDvn	0,676	1,99	0,75	0,25	0,25	0,25	7	55	500	500
12	Classique	MdlDvn	0,532	0,65	0,55	0,45	0,45	0,45	7	25	500	500
13	Classique	Colr	0,145	0,5	0,3	0,22	0,22	0,22	14	30	500	500
13	Classique	LwrTh	2,2	0,01	0,7	0,24	0,24	0,24	6	20	500	500
13	Rés. échanche	Colr	1,3	0,5	0,15	0,15	0,15	0,15	20	500	500	500
13	Rés. échanche	Mnvl	2,7	1,5	0,3	0,15	0,1	0,1	10	24	70	500
14	Classique	Mnvl	0,43	0,65	0,3	0,2	0,12	0,12	13	55	90	500
14	Classique	Th	0,95	0,8	0,35	0,2	0,14	0,14	8	32	60	500
14	Classique	Perm;Miss	2,1	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	50	500	500	500
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	2,3	0,45	0,25	0,25	0,25	0,25	24	500	500	500
15	Classique	LwrMnvl	0,219	0,6	0,25	0,2	0,2	0,2	7	20	500	500
15	Classique	Perm;Miss	0,219	0,65	0,45	0,15	0,15	0,15	7	35	500	500
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	1,655	0,65	0,55	0,15	0,15	0,15	7	40	500	500
15	Rés. échanche	UprDvn	1,155	0,85	0,55	0,25	0,15	0,15	7	20	50	500
16	Classique	Colr;Mnvl	1,23	0,55	0,5	0,5	0,5	0,5	15	500	500	500
16	Classique	Th;Perm;Miss	1,693	0,45	0,35	0,25	0,25	0,25	7	25	500	500
17	Rés. échanche	UprDvn	0,73	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	8	35	50	500
18	Classique	Colr	0,09	0,75	0,35	0,25	0,17	0,17	15	30	60	500
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	0,23	0,8	0,4	0,3	0,25	0,25	14	40	70	500

Annexe 7 – Composition du gaz

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Barils de C3 par Mpi ³ commercialisables	Barils de C4 par Mpi ³ commercialisables	Barils de C5+ par Mpi ³ commercialisables	Tonnes de soufre par Mpi ³ commercialisables
00	MH	HSC principal	0	0	0	0
00	MH	Mannville	0	0	0	0
01	Classique	Tert;UprCret;UprColr	0	0,08	0,41	0
01	Classique	Colr	0,05	0,48	1,92	0,0007
01	Classique	Mnvl	0,38	1,67	5,21	0,0025
01	Rés. étanche	UprColr	0	0,1	0,39	0
02	Classique	Tert;UprCret;UprColr	0,02	0,12	0,44	0,001
02	Classique	Colr	0	0,2	0,94	0,0009
02	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	0,46	1,91	7,01	0,0109
02	Classique	Jur;Miss	0,75	2,69	13,11	0,1813
02	Classique	UprDvn	0,08	0,66	11,27	5,462
02	Rés. étanche	UprColr	0	0,04	0,23	0
02	Rés. étanche	Colr	0,1	0,63	1,8	0
02	Rés. étanche	LwrMnvl	0,6	2,07	8,22	0,0829
03	Classique	Miss;UprDvn	5,94	6,04	21,6	4,2071
04	Classique	UprCret;UprColr	0	0,06	0,28	0,0008
04	Classique	Colr;Mnvl	0,02	0,28	0,96	0,0017
04	Rés. étanche	UprColr	0	0,03	0,13	0
05	Classique	Tert;UprCret	0,01	0,16	0,72	0,0016
05	Classique	Colr	0,31	0,95	3,17	0
05	Classique	Mnvl	0,65	1,86	5,12	0,0101
05	Classique	Miss;UprDvn	1,21	3,64	12,31	0,2296
05	Rés. étanche	Colr	0,57	2,15	7,96	0,0114
05	Rés. étanche	Mnvl	0,94	3,39	10,77	0,0095
06	Classique	Tert	0,06	0,38	1,67	0,0043
06	Classique	UprCret;UprColr	6,92	6,23	20,48	0,0153
06	Classique	Mnvl	6,36	5,77	15,04	0,0034
06	Classique	LwrMnvl;Jur	6,21	5,63	16,55	0,0218
06	Classique	Miss	3,39	4,06	16,75	0,2376
06	Classique	UprDvn	18,8	23,36	94,98	4,6315
06	Rés. étanche	Colr	4,46	4,76	14,58	0,0226
06	Rés. étanche	Mnvl	7,87	6,61	16,64	0,0939
07	Classique	UprColr	7,08	4,86	14,08	0,0963
07	Classique	Colr;Mnvl	0,9	1,34	4,73	0,0909
07	Classique	Jur;Tri;Perm	0,07	0,21	1,12	0,9984
07	Classique	Miss	1,23	1,2	3,68	1,6192
07	Classique	UprDvn;MdlDvn	0,06	0,28	2,35	4,2066
07	Rés. étanche	UprColr;Colr	0,73	2,66	18,78	0,3842
07	Rés. étanche	Mnvl	4,66	3,96	18,57	0
07	Rés. étanche	Jur	0	0,19	1,35	0
08	Classique	UprColr;Colr	5,16	3,89	7,84	0,0023
08	Classique	Mnvl;Jur	2,3	2,91	8,88	0,0199
08	Classique	Tri	10,37	7,48	18,88	0,7438

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Barils de C3 par Mpi ³ commercialisables	Barils de C4 par Mpi ³ commercialisables	Barils de C5+ par Mpi ³ commercialisables	Tonnes de soufre par Mpi ³ commercialisables
08	Classique	UprDvn	17,48	18,04	81,7	3,1326
08	Rés. étanche	Colr;Mnvl	11,11	6,69	11,5	0,0259
09	Classique	UprCret	3,56	3,68	8,18	0
09	Classique	UprColr	11,71	6,89	12,63	0,0041
09	Classique	Mnvl;Jur	8,36	5,05	9,82	0,0559
09	Classique	Tri	3,53	2,06	5,49	1,2427
09	Classique	UprDvn	0,53	1,18	10,56	4,7413
09	Rés. étanche	UprColr	5,67	5,1	15	0,013
09	Rés. étanche	Colr	6,98	3,96	9,45	0,1195
09	Rés. étanche	Mnvl;Jur	8,63	4,64	8,79	0,0167
10	Classique	Mnvl;UprDvn	0	0,01	0,04	0
11	Classique	UprColr	0,31	0,69	2,52	0,0013
11	Classique	Colr;UprMnvl	0,43	0,29	1,87	0,002
11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	0,16	0,45	2,96	0,0045
11	Classique	UprTri	0,86	1,5	4,95	0,21
11	Classique	LwrTri	0,74	2,19	9,33	0,4875
11	Classique	Miss	5,67	4,43	11,9	0,0056
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	0,42	2,15	5,96	0,097
12	Classique	Mnvl	0,09	0,44	1,39	0,0008
12	Classique	Miss	0	0,16	0,56	0
12	Classique	UprDvn	0,53	2,55	14,59	0,0644
12	Classique	MdlDvn	4,77	3,48	7,51	0,5341
13	Classique	Colr	2,65	2,31	3,44	0
13	Classique	LwrTri	0,42	0,35	0,41	0,2479
13	Rés. étanche	Colr	0	0,26	1,07	0
13	Rés. étanche	Mnvl	0,09	0,18	0,61	0
14	Classique	Mnvl	15,96	8,14	7,19	0,0242
14	Classique	Tri	10,71	6,91	7,63	0,5024
14	Classique	Perm;Miss	3,26	2,97	6,45	0,0818
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	0,03	0,06	4	0,0402
15	Classique	LwrMnvl	8,27	6,74	8,05	0
15	Classique	Perm;Miss	0,03	0,08	0,31	0,0467
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	0,13	0,15	0,18	0,5967
15	Rés. étanche	UprDvn	0	0,15	1,47	0,0027
16	Classique	Colr;Mnvl	0,64	0,59	0,67	0,005
16	Classique	Tri;Perm;Miss	0,01	0,06	0,24	2,9532
17	Rés. étanche	UprColr	0	0,1	0,39	0
18	Classique	Colr	0,02	0,28	0,96	0,0017
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	0,02	0,28	0,96	0,0017

Annexe 8 – Autres paramètres des puits

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Profondeur totale en m	Diminution du volume après traitement en %	Probabilité de réussite en %
00	MH	HSC principal	760	95,0%	100,0%
00	MH	Mannville	1500	95,0%	100,0%
01	Classique	Tert;UprCret;UprColr	827	95,5%	99,4%
01	Classique	Colr	1052	95,0%	95,5%
01	Classique	Mnvl	1201	92,2%	94,3%
01	Rés. étanche	UprColr	668	94,4%	99,8%
02	Classique	Tert;UprCret;UprColr	1020	94,0%	99,1%
02	Classique	Colr	1087	94,5%	60,0%
02	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	1569	88,3%	93,9%
02	Classique	Jur;Miss	2095	86,6%	100,0%
02	Classique	UprDvn	2978	58,6%	100,0%
02	Rés. étanche	UprColr	871	95,4%	75,0%
02	Rés. étanche	Colr	1604	94,8%	75,0%
02	Rés. étanche	LwrMnvl	2360	90,9%	81,2%
03	Classique	Miss;UprDvn	3725	63,5%	100,0%
04	Classique	UprCret;UprColr	621	95,4%	98,5%
04	Classique	Colr;Mnvl	807	94,7%	90,2%
04	Rés. étanche	UprColr	875	95,8%	100,0%
05	Classique	Tert;UprCret	798	93,5%	93,0%
05	Classique	Colr	1216	94,4%	94,2%
05	Classique	Mnvl	1160	91,9%	81,7%
05	Classique	Miss;UprDvn	1459	89,1%	85,7%
05	Rés. étanche	Colr	1584	92,1%	94,4%
05	Rés. étanche	Mnvl	1736	90,2%	88,2%
06	Classique	Tert	997	90,9%	98,0%
06	Classique	UprCret;UprColr	1611	87,2%	92,6%
06	Classique	Mnvl	2078	86,7%	100,0%
06	Classique	LwrMnvl;Jur	2545	84,8%	91,8%
06	Classique	Miss	2662	84,5%	84,8%
06	Classique	UprDvn	3337	51,5%	76,9%
06	Rés. étanche	Colr	2567	88,7%	79,3%
06	Rés. étanche	Mnvl	2383	84,4%	86,0%
07	Classique	UprColr	2782	88,5%	73,7%
07	Classique	Colr;Mnvl	3152	91,1%	80,0%
07	Classique	Jur;Tri;Perm	3978	87,4%	100,0%
07	Classique	Miss	4642	81,8%	84,6%
07	Classique	UprDvn;MdlDvn	4179	69,3%	80,0%
07	Rés. étanche	UprColr;Colr	3138	87,9%	100,0%
07	Rés. étanche	Mnvl	3478	88,3%	100,0%
07	Rés. étanche	Jur	3666	95,7%	100,0%
08	Classique	UprColr;Colr	1659	90,5%	75,0%
08	Classique	Mnvl;Jur	1947	89,7%	76,8%
08	Classique	Tri	2353	82,2%	88,4%
08	Classique	UprDvn	2968	64,4%	83,3%

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Profondeur totale en m	Diminution du volume après traitement en %	Probabilité de réussite en %
08	Rés. étanche	Colr;Mnvl	2088	84,9%	88,1%
09	Classique	UprCret	1915	91,2%	100,0%
09	Classique	UprColr	2407	86,2%	94,7%
09	Classique	Mnvl;Jur	2950	84,6%	100,0%
09	Classique	Tri	2706	84,1%	100,0%
09	Classique	UprDvn	4174	70,1%	85,7%
09	Rés. étanche	UprColr	2505	88,7%	95,2%
09	Rés. étanche	Colr	2827	85,6%	95,7%
09	Rés. étanche	Mnvl;Jur	2997	85,3%	97,5%
10	Classique	Mnvl;UprDvn	536	95,1%	82,7%
11	Classique	UprColr	702	94,5%	92,9%
11	Classique	Colr;UprMnvl	930	94,6%	72,7%
11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	1366	92,4%	67,0%
11	Classique	UprTri	1582	90,5%	73,7%
11	Classique	LwrTri	1981	88,7%	96,0%
11	Classique	Miss	1803	88,8%	73,3%
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	1978	89,0%	85,7%
12	Classique	Mnvl	434	94,1%	90,4%
12	Classique	Miss	575	90,7%	88,6%
12	Classique	UprDvn	1545	90,8%	66,7%
12	Classique	MdlDvn	1542	84,0%	94,4%
13	Classique	Colr	2240	95,1%	50,0%
13	Classique	LwrTri	2934	91,7%	96,6%
13	Rés. étanche	Colr	2632	96,4%	100,0%
13	Rés. étanche	Mnvl	3001	95,2%	98,7%
14	Classique	Mnvl	1074	85,2%	95,7%
14	Classique	Tri	1659	85,2%	98,2%
14	Classique	Perm;Miss	2194	91,9%	100,0%
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	3135	89,3%	100,0%
15	Classique	LwrMnvl	1621	92,6%	100,0%
15	Classique	Perm;Miss	630	89,4%	100,0%
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	2297	79,7%	89,5%
15	Rés. étanche	UprDvn	2318	95,3%	96,3%
16	Classique	Colr;Mnvl	2224	90,9%	96,7%
16	Classique	Tri;Perm;Miss	2681	78,3%	98,0%
17	Rés. étanche	UprColr	561	86,0%	100,0%
18	Classique	Colr	690	80,0%	100,0%
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	690	80,0%	100,0%

Annexe 9 – Ratios des formations par groupe

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Formations PetroCube														
			Ter	UppCret	UppCol	Col	UppMann	MidMann	LowMann	Jur	UppTri	LowTri	Perm	Miss	UppDev	MidDev	PreCam
00	MH	HSC principal	Les données sur les coûts du MH ont été obtenues par voie de consultation auprès de l'industrie et dans la note d'information de l'ONE intitulée « Aperçu et viabilité économique de la mise en valeur du méthane de houille de Horseshoe Canyon ».														
00	MH	Mannville	1%	65%	34%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01	Classique	Tert;UprCret;UprColr	0%	0%	2%	98%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01	Classique	Colr	0%	0%	1%	3%	12%	48%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01	Classique	Mnvl	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01	Rés. étanche	UprColr	2%	8%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	Tert;UprCret;UprColr	0%	1%	5%	94%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	Colr	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	Jur;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Rés. étanche	UprColr	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Rés. étanche	Colr	0%	0%	5%	95%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Rés. étanche	LwrMnvl	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
03	Classique	Miss;UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
04	Classique	UprCret;UprColr	0%	44%	56%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
04	Classique	Colr;Mnvl	0%	1%	0%	30%	49%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
04	Rés. étanche	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Classique	Tert;UprCret	15%	84%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Classique	Colr	0%	3%	1%	96%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Classique	Mnvl	0%	0%	0%	1%	18%	33%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Classique	Miss;UprDvn	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Rés. étanche	Colr	0%	0%	0%	2%	98%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Rés. étanche	Mnvl	0%	0%	0%	7%	7%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	Tert	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	UprCret;UprColr	2%	36%	62%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	Mnvl	0%	1%	0%	0%	1%	97%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	LwrMnvl;Jur	0%	0%	1%	0%	0%	2%	15%	82%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	Miss	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Rés. étanche	Colr	0%	0%	1%	99%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Rés. étanche	Mnvl	0%	0%	0%	1%	4%	37%	57%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Classique	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Classique	Colr;Mnvl	0%	0%	7%	60%	12%	5%	16%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Classique	Jur;Tri;Perm	0%	0%	1%	1%	0%	0%	1%	19%	38%	5%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Classique	Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Classique	UprDvn;MdlDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Rés. étanche	UprColr;Colr	0%	0%	23%	77%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Rés. étanche	Mnvl	0%	0%	8%	8%	10%	11%	63%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Rés. étanche	Jur	0%	0%	0%	0%	0%	0%	16%	84%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
08	Classique	UprColr;Colr	0%	0%	69%	31%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
08	Classique	Mnvl;Jur	0%	0%	0%	0%	7%	9%	32%	51%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
08	Classique	Tri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	13%	85%	0%	0%	0%	0%	0%
08	Classique	UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
08	Rés. étanche	Colr;Mnvl	0%	0%	1%	9%	14%	16%	59%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Formations PetroCube														
			Ter	UppCret	UppCol	Col	UppMann	MidMann	LowMann	Jur	UppTri	LowTri	Perm	Miss	UppDev	MidDev	PrcCam
09	Classique	UprCret	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Classique	UprColr	0%	1%	96%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Classique	Mnvl;Jur	0%	3%	4%	2%	16%	6%	27%	42%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Classique	Tri	0%	0%	0%	1%	0%	0%	8%	2%	10%	80%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Classique	UprDvn	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	99%	0%	0%
09	Rés. étanche	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Rés. étanche	Colr	0%	0%	5%	95%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Rés. étanche	Mnvl;Jur	0%	0%	8%	6%	18%	20%	48%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
10	Classique	Mnvl;UprDvn	0%	0%	0%	0%	17%	0%	21%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	0%	0%
11	Classique	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	Colr;UprMnvl	0%	0%	0%	33%	67%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	0%	0%	1%	0%	1%	46%	53%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	UprTri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	99%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	LwrTri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	91%	9%	0%
12	Classique	Mnvl	0%	0%	0%	0%	9%	84%	5%	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%
12	Classique	Miss	0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	93%	0%	0%	0%
12	Classique	UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	99%	0%	0%
12	Classique	MdlDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	91%	0%
13	Classique	Colr	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
13	Classique	LwrTri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%
13	Rés. étanche	Colr	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
13	Rés. étanche	Mnvl	0%	0%	0%	0%	14%	4%	82%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
14	Classique	Mnvl	0%	0%	0%	0%	25%	32%	43%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
14	Classique	Tri	0%	0%	0%	0%	0%	3%	4%	0%	33%	61%	0%	0%	0%	0%	0%
14	Classique	Perm;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	63%	37%	0%	0%	0%
14	Classique	UprDvr;MdlDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	17%	83%	0%
15	Classique	LwrMnvl	0%	0%	0%	0%	0%	2%	95%	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%
15	Classique	Perm;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	98%	0%	0%	0%
15	Classique	UprDvr;MdlDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	98%	0%
15	Rés. étanche	UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%
16	Classique	Colr;Mnvl	0%	0%	0%	11%	27%	21%	41%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	Classique	Tri;Perm;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	76%	4%	17%	4%	0%	0%	0%
17	Rés. étanche	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
18	Classique	Colr	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	90%	1%	0%	0%	0%	0%	9%	0%	0%	0%

Annexe 10 – Dépenses en immobilisations en 2007

Rég.	Type de Type	Ressource ressource	Forage et abandon (puits infructueux) en K\$CAN	Forage et complétion (puits fructueux) en K\$CAN	Coûts de raccordement en K\$CAN	Coûts de remise en état en K\$CAN	Coûts des terrains en K\$CAN
00	MH	HSC principal	120	295	140	50	40
00	MH	Mannville	480	1080	560	100	40
01	Classique	02;03;04	161	262	90	40	10
01	Classique	05	216	404	110	40	10
01	Classique	06;07;08	305	545	120	48	10
01	Rés. étanche	04	132	217	100	40	10
02	Classique	02;03;04	84	227	103	40	55
02	Classique	05	223	462	103	40	55
02	Classique	07;08	371	587	103	40	55
02	Classique	09;13	429	696	103	45	55
02	Classique	14	874	1264	103	50	55
02	Rés. étanche	04	115	257	103	40	55
02	Rés. étanche	05	224	464	103	40	55
02	Rés. étanche	08	356	601	103	40	55
03	Classique	13;14	10780	13277	1550	50	494
04	Classique	03;04	84	184	150	40	25
04	Classique	05;06;07;08	156	386	198	40	25
04	Rés. étanche	04	99	203	160	40	25
05	Classique	02;03	155	292	160	40	52
05	Classique	05	357	657	201	40	52
05	Classique	06;07;08	412	709	203	40	52
05	Classique	13;14	691	1163	264	50	52
05	Rés. étanche	05	531	1004	202	40	52
05	Rés. étanche	06;07;08	808	1424	203	40	52
06	Classique	02	139	276	60	40	106
06	Classique	03;04	518	718	70	40	106
06	Classique	06;07;08	852	1559	136	40	106
06	Classique	08;09	972	1929	144	40	192
06	Classique	13	1429	2535	201	58	106
06	Classique	14	1564	2656	207	60	106
06	Rés. étanche	05	768	1323	137	40	106
06	Rés. étanche	06;07;08	896	1610	138	40	106
07	Classique	04	1628	2403	50	35	670
07	Classique	05;06;07;08	2320	3279	94	35	670
07	Classique	09;10;11;12	4245	5345	98	35	670
07	Classique	13	5954	7098	99	50	670
07	Classique	14;15	6649	7954	131	50	670
07	Rés. étanche	04;05	2084	3003	84	35	670
07	Rés. étanche	06;07;08	2631	3611	94	35	670
07	Rés. étanche	09	4068	5182	99	35	670
08	Classique	04;05	590	980	90	40	221
08	Classique	06;07;08;09	931	1486	242	40	221
08	Classique	10;11	1367	2046	412	40	221

Rég.	Type de Type	Resource ressource	Forage et abandon (puits infructueux) en K\$CAN	Forage et complétion (puits fructueux) en K\$CAN	Coûts de raccordement en K\$CAN	Coûts de remise en état en K\$CAN	Coûts des terrains en K\$CAN
08	Classique	14	2194	3323	414	60	221
08	Rés. étanche	05;06;07;08	865	1408	205	40	221
09	Classique	03	1121	1505	180	40	113
09	Classique	04	1336	2146	190	40	113
09	Classique	06;07;08;09	1774	2635	261	40	113
09	Classique	10;11	1893	2836	399	49	113
09	Classique	14	5639	6492	412	60	113
09	Rés. étanche	04	1238	1646	190	40	113
09	Rés. étanche	05	1271	1815	264	40	113
09	Rés. étanche	06;07;08;09	2432	3200	459	60	113
10	Classique	06;07;08;14	190	384	150	50	12
11	Classique	04	264	568	80	40	94
11	Classique	05;06	330	807	206	40	94
11	Classique	07;08	515	1028	256	40	94
11	Classique	10	585	1360	305	50	94
11	Classique	11	701	1515	376	50	94
11	Classique	13	517	1252	376	60	94
11	Classique	14;15	762	1472	376	60	94
12	Classique	06;07;08	206	592	378	20	53
12	Classique	13	273	743	755	20	53
12	Classique	14	537	1042	778	50	53
12	Classique	15	999	1452	782	50	53
13	Classique	05	1173	1725	276	60	380
13	Classique	11	3312	4900	700	60	380
13	Rés. étanche	05	1173	1725	376	60	380
13	Rés. étanche	06;07;08	3104	5000	700	60	380
14	Classique	06;07;08	690	1195	400	80	250
14	Classique	10;11	916	1730	405	80	250
14	Classique	12;13	1494	2391	414	80	250
14	Classique	14;15	2915	4208	430	80	250
15	Classique	08	813	1328	276	110	240
15	Classique	12;13	667	1195	276	110	240
15	Classique	14;15	2483	3116	414	110	240
15	Rés. étanche	14	2590	3225	414	110	240
16	Classique	05;06;07;08	2860	3938	264	70	1913
16	Classique	10;11;12;13	3502	4711	356	70	1913
17	Rés. étanche	04	96	156	36	20	51
18	Classique	05	192	384	108	30	51
18	Classique	07;08;13	244	420	108	30	51

Annexe 11 – Frais d'exploitation et de traitement en 2007

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Frais expl. var. en $\$/10^3\text{m}^3$	Frais expl. var. en $\$/\text{Kpi}^3$	Frais expl. fixes en $\$/\text{mois}$	Frais traitement en $\$/10^3\text{m}^3$	Frais traitement en $\$/\text{Kpi}^3$
00	MH	HSC principal	17,75	0,50	1000	19,52	0,55
00	MH	Mannville	17,75	0,50	1000	19,52	0,55
01	Classique	Tert;UprCret;UprColr	10,65	0,30	1830	14,20	0,40
01	Classique	Colr	10,65	0,30	1942	14,20	0,40
01	Classique	Mnvl	10,65	0,30	2067	19,27	0,54
01	Rés. étanche	UprColr	10,65	0,30	1671	14,20	0,40
02	Classique	Tert;UprCret;UprColr	10,65	0,30	1600	26,62	0,75
02	Classique	Colr	10,65	0,30	1600	26,62	0,75
02	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	10,65	0,30	1650	26,62	0,75
02	Classique	Jur;Miss	12,42	0,35	2100	29,46	0,83
02	Classique	UprDvn	12,42	0,35	2100	29,46	0,83
02	Rés. étanche	UprColr	10,65	0,30	1600	26,62	0,75
02	Rés. étanche	Colr	10,65	0,30	1600	26,62	0,75
02	Rés. étanche	LwrMnvl	10,65	0,30	1650	26,62	0,75
03	Classique	Miss;UprDvn	23,07	0,65	14417	26,62	0,75
04	Classique	UprCret;UprColr	12,42	0,35	1533	18,74	0,53
04	Classique	Colr;Mnvl	12,42	0,35	1725	26,13	0,74
04	Rés. étanche	UprColr	12,42	0,35	1686	19,52	0,55
05	Classique	Tert;UprCret	8,87	0,25	1959	19,52	0,55
05	Classique	Colr	8,87	0,25	2074	19,52	0,55
05	Classique	Mnvl	10,65	0,30	2954	19,52	0,55
05	Classique	Miss;UprDvn	12,42	0,35	3110	24,98	0,70
05	Rés. étanche	Colr	8,87	0,25	2076	19,52	0,55
05	Rés. étanche	Mnvl	10,65	0,30	2905	19,52	0,55
06	Classique	Tert	10,65	0,30	2750	17,75	0,50
06	Classique	UprCret;UprColr	10,65	0,30	2750	21,21	0,60
06	Classique	Mnvl	15,97	0,45	2995	23,02	0,65
06	Classique	LwrMnvl;Jur	15,97	0,45	4821	27,45	0,77
06	Classique	Miss	19,52	0,55	5119	41,90	1,18
06	Classique	UprDvn	19,52	0,55	5225	43,30	1,22
06	Rés. étanche	Colr	10,65	0,30	2750	21,30	0,60
06	Rés. étanche	Mnvl	15,97	0,45	2997	23,05	0,65
07	Classique	UprColr	26,62	0,75	5842	19,52	0,55
07	Classique	Colr;Mnvl	26,62	0,75	5872	19,52	0,55
07	Classique	Jur;Tri;Perm	30,17	0,85	15899	22,96	0,65
07	Classique	Miss	30,17	0,85	16406	23,07	0,65
07	Classique	UprDvn;MdlDvn	30,17	0,85	16596	23,07	0,65
07	Rés. étanche	UprColr;Colr	26,62	0,75	5842	19,52	0,55
07	Rés. étanche	Mnvl	26,62	0,75	5919	19,52	0,55
07	Rés. étanche	Jur	30,17	0,85	14595	22,51	0,63
08	Classique	UprColr;Colr	15,97	0,45	3250	19,52	0,55
08	Classique	Mnvl;Jur	23,07	0,65	4652	27,47	0,77
08	Classique	Tri	23,07	0,65	4741	28,38	0,80
08	Classique	UprDvn	30,17	0,85	4925	28,39	0,80
08	Rés. étanche	Colr;Mnvl	23,07	0,65	4446	25,92	0,73

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Frais expl. var. en $\$/10^3\text{m}^3$	Frais expl. var. en $\$/\text{Kpi}^3$	Frais expl. fixes en $\$/\text{mois}$	Frais traitement en $\$/10^3\text{m}^3$	Frais traitement en $\$/\text{Kpi}^3$
09	Classique	UprCret	26,62	0,75	4950	8,87	0,25
09	Classique	UprColr	26,62	0,75	4950	8,87	0,25
09	Classique	Mnvl;Jur	26,62	0,75	4758	9,63	0,27
09	Classique	Tri	30,17	0,85	7119	10,51	0,30
09	Classique	UprDvn	30,17	0,85	7582	19,45	0,55
09	Rés. étanche	UprColr	26,62	0,75	4750	8,87	0,25
09	Rés. étanche	Colr	26,62	0,75	4750	8,87	0,25
09	Rés. étanche	Mnvl;Jur	30,17	0,85	4779	8,90	0,25
10	Classique	Mnvl;UprDvn	8,87	0,25	6097	27,76	0,78
11	Classique	UprColr	10,65	0,30	4596	17,75	0,50
11	Classique	Colr;UprMnvl	10,65	0,30	4827	17,75	0,50
11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	10,65	0,30	4921	17,75	0,50
11	Classique	UprTri	10,65	0,30	4966	23,02	0,65
11	Classique	LwrTri	10,65	0,30	4967	23,07	0,65
11	Classique	Miss	10,65	0,30	5149	23,07	0,65
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	10,65	0,30	5500	23,07	0,65
12	Classique	Mnvl	7,10	0,20	3142	12,59	0,35
12	Classique	Miss	10,65	0,30	4077	22,37	0,63
12	Classique	UprDvn	10,65	0,30	4131	22,96	0,65
12	Classique	MdlDvn	10,65	0,30	5411	23,07	0,65
13	Classique	Colr	21,30	0,60	6450	8,87	0,25
13	Classique	LwrTri	21,30	0,60	6550	12,42	0,35
13	Rés. étanche	Colr	21,30	0,60	6450	8,87	0,25
13	Rés. étanche	Mnvl	21,30	0,60	6550	8,87	0,25
14	Classique	Mnvl	15,97	0,45	4083	30,17	0,85
14	Classique	Tri	15,97	0,45	5288	30,17	0,85
14	Classique	Perm;Miss	15,97	0,45	5967	31,94	0,90
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	15,97	0,45	6150	31,94	0,90
15	Classique	LwrMnvl	14,20	0,40	4357	19,68	0,55
15	Classique	Perm;Miss	14,20	0,40	4650	26,62	0,75
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	14,20	0,40	4840	26,62	0,75
15	Rés. étanche	UprDvn	14,20	0,40	4842	26,62	0,75
16	Classique	Colr;Mnvl	21,30	0,60	10050	15,97	0,45
16	Classique	Tri;Perm;Miss	21,30	0,60	16839	28,40	0,80
17	Rés. étanche	UprColr	10,65	0,30	1454	17,75	0,50
18	Classique	Colr	10,65	0,30	2004	17,75	0,50
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	10,65	0,30	2454	24,14	0,68

Annexe 12 – Taux de rendement en 2007

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Prix du gaz TGN en Alberta (en \$CAN de 2007/GJ)												Coût de l'offre 15 %	Années de recouvrement
			4 \$CAN	5 \$CAN	6 \$CAN	7 \$CAN	8 \$CAN	9 \$CAN	10 \$CAN	11 \$CAN	12 \$CAN					
00	MH	HSC principal	<0	0,035	0,115	0,180	0,242	0,303	0,360	0,419	0,482	6,53 \$	5,67			
00	MH	Mannville	0,042	0,111	0,170	0,226	0,285	0,344	0,404	0,470	0,545	5,65 \$	5,41			
01	Classique	Tert;UprCret;UprColr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,028	0,111	0,186	11,51 \$	4,12			
01	Classique	Colr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	14,36 \$	3,86			
01	Classique	Mnvl	<0	<0	0,129	0,249	0,370	0,496	0,635	0,799	0,997	6,17 \$	4,27			
01	Rés. étanche	UprColr	<0	<0	<0	<0	0,037	0,135	0,212	0,280	0,350	9,19 \$	4,90			
02	Classique	Tert;UprCret;UprColr	<0	<0	<0	<0	0,098	0,196	0,284	0,372	0,467	8,53 \$	4,54			
02	Classique	Colr	<0	<0	<0	<0	0,059	0,141	0,213	0,283	0,359	9,12 \$	4,02			
02	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	<0	0,143	0,319	0,520	0,775	1,115	1,596	2,332	3,576	5,04 \$	4,11			
02	Classique	Jur;Miss	<0	<0	0,001	0,095	0,177	0,254	0,330	0,415	0,510	7,65 \$	4,43			
02	Classique	UprDvn	0,029	0,130	0,232	0,329	0,436	0,563	0,709	0,892	1,126	5,21 \$	5,02			
02	Rés. étanche	UprColr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	20,80 \$	4,68			
02	Rés. étanche	Colr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	15,69 \$	4,29			
02	Rés. étanche	LwrMnvl	0,287	0,468	0,669	0,909	1,217	1,616	2,156	2,927	4,108	3,23 \$	4,86			
03	Classique	Miss;UprDvn	<0	<0	0,025	0,076	0,129	0,184	0,245	0,315	0,390	8,39 \$	4,03			
04	Classique	UprCret;UprColr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	18,46 \$	4,62			
04	Classique	Colr;Mnvl	<0	<0	<0	0,019	0,106	0,182	0,250	0,321	0,397	8,58 \$	4,47			
04	Rés. étanche	UprColr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	18,31 \$	5,20			
05	Classique	Tert;UprCret	<0	<0	<0	0,094	0,177	0,254	0,326	0,403	0,489	7,67 \$	4,97			
05	Classique	Colr	<0	<0	<0	0,003	0,062	0,110	0,153	0,195	0,239	9,94 \$	4,96			
05	Classique	Mnvl	<0	<0	0,047	0,150	0,245	0,340	0,439	0,552	0,682	7,00 \$	4,03			
05	Classique	Miss;UprDvn	<0	<0	<0	<0	<0	0,034	0,077	0,120	0,163	11,69 \$	4,46			
05	Rés. étanche	Colr	<0	<0	0,045	0,099	0,145	0,187	0,231	0,276	0,324	8,11 \$	5,18			
05	Rés. étanche	Mnvl	<0	<0	0,048	0,107	0,162	0,215	0,268	0,324	0,385	7,78 \$	4,63			
06	Classique	Tert	<0	<0	<0	0,112	0,247	0,373	0,497	0,635	0,797	7,26 \$	4,06			
06	Classique	UprCret;UprColr	<0	0,112	0,244	0,374	0,517	0,681	0,874	1,112	1,413	5,28 \$	4,18			
06	Classique	Mnvl	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	19,61 \$	4,22			
06	Classique	LwrMnvl;Jur	<0	<0	<0	0,019	0,070	0,114	0,159	0,204	0,253	9,80 \$	4,69			
06	Classique	Miss	<0	<0	<0	0,040	0,090	0,137	0,182	0,229	0,280	9,30 \$	4,75			
06	Classique	UprDvn	0,794	1,319	2,168	3,609	6,346	14,308	>15	>15	>15	2,29 \$	4,26			
06	Rés. étanche	Colr	0,108	0,195	0,277	0,358	0,445	0,538	0,640	0,757	0,894	4,47 \$	5,11			
06	Rés. étanche	Mnvl	<0	0,022	0,090	0,148	0,206	0,263	0,322	0,388	0,461	7,03 \$	4,81			

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Prix du gaz TGN en Alberta (en \$CAN de 2007/GJ)												Coût de l'offre 15 % recourtement	Années recourtement
			4 \$CAN	5 \$CAN	6 \$CAN	7 \$CAN	8 \$CAN	9 \$CAN	10 \$CAN	11 \$CAN	12 \$CAN					
07	Classique	UprColr	<0	<0	<0	0,054	0,101	0,145	0,189	0,237	0,289	9,12 \$	4,71			
07	Classique	Colr,Mnvl	<0	0,466	0,001	0,052	0,099	0,144	0,189	0,240	0,298	9,15 \$	4,56			
07	Classique	Jur,Tri,Perm	<0	0,087	0,777	1,205	1,841	2,839	4,608	8,477	>10	3,72 \$	4,01			
07	Classique	Miss	<0	0,168	0,168	0,249	0,339	0,437	0,561	0,717	0,902	5,77 \$	4,30			
07	Classique	UprDvn,MdlDvn	<0	<0	0,034	0,098	0,162	0,225	0,298	0,383	0,474	7,81 \$	3,79			
07	Rés. étanche	UprColr,Colr	<0	<0	<0	<0	<0	0,006	0,050	0,096	0,144	12,12 \$	3,77			
07	Rés. étanche	Mnvl	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,001	0,033	0,066	14,55 \$	3,91			
07	Rés. étanche	Jur	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,022	0,078	0,136	12,24 \$	3,88			
08	Classique	UprColr,Colr	<0	<0	<0	0,057	0,136	0,208	0,282	0,363	0,454	8,20 \$	4,08			
08	Classique	Mnvl,Jur	<0	<1	0,080	0,197	0,322	0,462	0,626	0,828	1,088	6,60 \$	3,66			
08	Classique	Tri	<0	0,013	0,095	0,168	0,245	0,328	0,421	0,529	0,662	6,76 \$	4,49			
08	Classique	UprDvn	0,030	0,143	0,255	0,377	0,522	0,695	0,911	1,193	1,562	5,07 \$	4,17			
08	Rés. étanche	Colr,Mnvl	<0	<0	0,024	0,099	0,167	0,232	0,301	0,377	0,465	7,74 \$	4,41			
09	Classique	UprCret	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,025	14,96 \$	3,92			
09	Classique	UprColr	<0	<0	0,062	0,115	0,164	0,213	0,264	0,317	0,377	7,71 \$	4,77			
09	Classique	Mnvl,Jur	<0	<0	<0	<0	0,056	0,105	0,153	0,204	0,261	9,94 \$	3,96			
09	Classique	Tri	<0	<0	<0	<0	<0	0,036	0,076	0,116	0,157	11,84 \$	4,40			
09	Classique	UprDvn	0,219	0,475	0,856	1,481	2,639	5,299	16,831	120,150	120,150	3,67 \$	4,12			
09	Rés. étanche	UprColr	<0	<0	0,075	0,142	0,206	0,268	0,334	0,406	0,489	7,13 \$	4,60			
09	Rés. étanche	Colr	<0	0,123	0,251	0,388	0,554	0,758	1,020	1,373	1,872	5,21 \$	4,01			
09	Rés. étanche	Mnvl,Jur	<0	0,063	0,126	0,187	0,252	0,323	0,401	0,496	0,610	6,40 \$	4,90			
10	Classique	Mnvl,UprDvn	<0	<0	<0	<0	0,004	0,019	0,0268	0,0392	0,0522	9,01 \$	3,60			
11	Classique	UprColr	<0	0,203	0,414	0,642	0,916	1,262	1,720	2,364	3,331	4,76 \$	3,42			
11	Classique	Colr,UprMnvl	<0	0,031	0,178	0,317	0,465	0,629	0,818	1,046	1,329	5,80 \$	3,54			
11	Classique	MdlMnvl,LwrMnvl	<0	<0	<0	<0	0,009	0,110	0,204	0,303	0,413	9,43 \$	3,31			
11	Classique	UprTri	<0	<0	0,012	0,095	0,171	0,247	0,326	0,413	0,514	7,72 \$	4,24			
11	Classique	LwrTri	<0	<0	0,035	0,104	0,169	0,230	0,293	0,362	0,440	7,70 \$	4,49			
11	Classique	Miss	<0	0,036	0,146	0,247	0,354	0,469	0,599	0,753	0,943	6,04 \$	4,11			
11	Classique	UprDvn,MdlDvn	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	15,16 \$	2,96			
12	Classique	Mnvl	<0	<0	<0	<0	0,047	0,100	0,147	0,195	0,244	10,07 \$	4,30			
12	Classique	Miss	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	19,00 \$	3,26			
12	Classique	UprDvn	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	15,72 \$	2,57			
12	Classique	MdlDvn	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,027	0,088	0,152	11,97 \$	3,26			
13	Classique	Colr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	26,30 \$	4,04			
13	Classique	LwrTri	<0	0,073	0,170	0,273	0,387	0,515	0,661	0,828	1,022	5,80 \$	4,08			
13	Rés. étanche	Colr	0,086	0,207	0,332	0,473	0,635	0,825	1,054	1,327	1,666	4,52 \$	4,76			
13	Rés. étanche	Mnvl	<0	0,028	0,084	0,136	0,191	0,250	0,316	0,389	0,471	7,26 \$	5,04			

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Prix du gaz TGN en Alberta (en \$CAN de 2007/GJ)										Coût de l'offre 15 %	Années de recouvrement
			4 \$CAN	5 \$CAN	6 \$CAN	7 \$CAN	8 \$CAN	9 \$CAN	10 \$CAN	11 \$CAN	12 \$CAN			
14	Classique	Mnvl	<0	<0	<0	0,027	0,099	0,163	0,225	0,289	0,355	8,80 \$	4,37	
14	Classique	Tri	<0	0,062	0,156	0,247	0,344	0,452	0,574	0,712	0,872	5,94 \$	4,85	
14	Classique	Perm;Miss	0,017	0,205	0,408	0,656	0,970	1,379	1,931	2,712	3,903	4,71 \$	3,62	
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	<0	0,080	0,196	0,317	0,450	0,602	0,777	0,981	1,221	5,62 \$	4,07	
15	Classique	LwrMnvl	<0	<0	<0	<0	<0	0,031	0,081	0,127	0,172	11,49 \$	4,49	
15	Classique	Perm;Miss	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	15,81 \$	4,56	
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	<0	<0	0,090	0,176	0,267	0,371	0,492	0,630	0,791	6,71 \$	4,47	
15	Res. étanche	UprDvn	<0	<0	0,008	0,066	0,120	0,174	0,229	0,286	0,347	8,55 \$	5,04	
16	Classique	Colr;Mnvl	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,023	0,023	14,43 \$	3,27	
16	Classique	Tri;Perm;Miss	<0	<0	<0	0,003	0,077	0,146	0,215	0,286	0,360	9,06 \$	3,92	
17	Res. étanche	UprColr	<0	<0	<0	<0	0,040	0,149	0,247	0,343	0,442	9,01 \$	4,13	
18	Classique	Colr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	15,40 \$	4,04	
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	<0	<0	<0	<0	0,064	0,174	0,283	0,394	0,515	8,78 \$	3,48	

Taux de rendement selon différents taux de réussite

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Prix du gaz TGN en Alberta (en \$CAN de 2007/GJ)										Coût de l'offre 15 %	Années de recouvrement
			4 \$CAN	5 \$CAN	6 \$CAN	7 \$CAN	8 \$CAN	9 \$CAN	10 \$CAN	11 \$CAN	12 \$CAN			
00	MH	HSC principal	<0	0,035	0,115	0,180	0,242	0,303	0,360	0,419	0,482	6,53 \$	5,67	
00	MH	Mannville	0,042	0,111	0,170	0,226	0,285	0,344	0,404	0,470	0,545	5,65 \$	5,41	
01	Classique	Tert;UprCret;UprColr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,026	0,110	0,184	11,53 \$	4,12	
01	Classique	Colr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	14,58 \$	3,89	
01	Classique	Mnvl	<0	<0	0,115	0,234	0,351	0,472	0,605	0,760	0,946	6,27 \$	4,32	
01	Res. étanche	UprColr	<0	<0	<0	<0	0,037	0,134	0,211	0,279	0,349	9,19 \$	4,91	
02	Classique	Tert;UprCret;UprColr	<0	<0	<0	<0	0,096	0,194	0,283	0,369	0,464	8,55 \$	4,55	
02	Classique	Colr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,067	0,126	0,185	11,41 \$	4,28	
02	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	<0	0,124	0,292	0,481	0,717	1,025	1,451	2,084	3,108	5,15 \$	4,16	
02	Classique	Jur;Miss	<0	<0	0,001	0,095	0,177	0,254	0,330	0,415	0,510	7,65 \$	4,43	
02	Classique	UprDvn	0,029	0,130	0,232	0,329	0,436	0,563	0,709	0,892	1,126	5,21 \$	5,02	
02	Res. étanche	UprColr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	22,84 \$	4,96	
02	Res. étanche	Colr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	17,47 \$	4,48	
02	Res. étanche	LwrMnvl	0,230	0,393	0,565	0,761	1,003	1,303	1,689	2,206	2,933	3,48 \$	4,95	
03	Classique	Miss;UprDvn	<0	<0	0,025	0,076	0,129	0,184	0,245	0,315	0,390	8,39 \$	4,03	
04	Classique	UprCret;UprColr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	18,53 \$	4,63	
04	Classique	Colr;Mnvl	<0	<0	<0	0,003	0,092	0,167	0,233	0,302	0,375	8,76 \$	4,54	
04	Res. étanche	UprColr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	18,31 \$	5,20	

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Prix du gaz TGN en Alberta (en \$CAN de 2007/GJ)												Coût de l'offre 15 % ressource	Années ressource
			4 \$CAN	5 \$CAN	6 \$CAN	7 \$CAN	8 \$CAN	9 \$CAN	10 \$CAN	11 \$CAN	12 \$CAN					
05	Classique	Terç UprCret	<0	<0	<0	0,082	0,165	0,239	0,308	0,382	0,464	7,82 \$	5,04			
05	Classique	Colr	<0	<0	<0	<0	0,053	0,101	0,142	0,184	0,228	10,18 \$	5,00			
05	Classique	Mnvl	<0	<0	0,001	0,100	0,191	0,275	0,361	0,456	0,565	7,55 \$	4,15			
05	Classique	Miss; UprDvn	<0	<0	<0	<0	#N/A	0,009	0,050	0,090	0,129	12,54 \$	4,51			
05	Res. étanche	Colr	<0	<0	0,039	0,092	0,137	0,178	0,219	0,266	0,311	8,31 \$	5,20			
05	Res. étanche	Mnvl	<0	<0	0,030	0,086	0,137	0,185	0,235	0,289	0,347	8,26 \$	4,67			
06	Classique	Terç	<0	<0	<0	0,104	0,239	0,364	0,487	0,622	0,779	7,31 \$	4,07			
06	Classique	UprCret; UprColr	<0	0,088	0,216	0,338	0,469	0,617	0,789	0,998	1,259	5,47 \$	4,23			
06	Classique	Mnvl	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	19,61 \$	4,22			
06	Classique	Lwr; Mnvl; Jur	<0	<0	<0	0,007	0,057	0,099	0,141	0,187	0,233	10,19 \$	4,75			
06	Classique	Miss	<0	<0	<0	0,016	0,063	0,104	0,145	0,188	0,235	10,12 \$	4,83			
06	Classique	UprDvn	0,617	0,999	1,548	2,350	3,571	5,764	10,810	120,150	120,150	2,50 \$	4,34			
06	Res. étanche	Colr	0,072	0,150	0,219	0,287	0,362	0,443	0,525	0,617	0,723	4,99 \$	5,21			
06	Res. étanche	Mnvl	<0	0,002	0,067	0,121	0,172	0,224	0,278	0,339	0,404	7,57 \$	4,85			
07	Classique	UprColr	<0	<0	<0	<0	0,033	0,068	0,102	0,138	0,177	11,31 \$	4,85			
07	Classique	Colr; Mnvl	<0	<0	<0	0,005	0,045	0,082	0,119	0,161	0,205	10,74 \$	4,72			
07	Classique	Jur; Tri; Perm	0,217	0,466	0,777	1,205	1,841	2,839	4,608	8,477	120,150	3,72 \$	4,01			
07	Classique	Miss	<0	0,043	0,111	0,178	0,253	0,328	0,422	0,537	0,670	6,60 \$	4,44			
07	Classique	UprDvn; MdDvn	<0	<0	<0	0,029	0,078	0,125	0,182	0,248	0,320	9,48 \$	3,89			
07	Res. étanche	UprColr; Colr	<0	<0	<0	<0	<0	0,006	0,050	0,096	0,144	12,12 \$	3,77			
07	Res. étanche	Mnvl	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,001	0,033	0,066	14,55 \$	3,91			
07	Res. étanche	Jur	<0	<0	<0	<0	<0	0,078	0,136	0,224	0,388	12,24 \$	3,88			
08	Classique	UprColr; Colr	<0	<0	<0	<0	0,049	0,112	0,172	0,237	0,305	9,64 \$	4,18			
08	Classique	Mnvl; Jur	<0	<0	0,004	0,106	0,200	0,316	0,435	0,575	0,746	7,41 \$	3,76			
08	Classique	Tri	<0	<0	0,070	0,140	0,210	0,284	0,364	0,459	0,572	7,14 \$	4,53			
08	Classique	UprDvn	<0	0,095	0,192	0,295	0,412	0,547	0,708	0,913	1,169	5,56 \$	4,23			
08	Res. étanche	Colr; Mnvl	<0	<0	0,001	0,072	0,136	0,198	0,259	0,327	0,404	8,23 \$	4,46			
09	Classique	UprCret	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	14,96 \$	3,92			
09	Classique	UprColr	<0	<0	0,053	0,105	0,153	0,200	0,248	0,302	0,358	7,94 \$	4,78			
09	Classique	Mnvl; Jur	<0	<0	<0	<0	0,056	0,105	0,153	0,204	0,261	9,94 \$	3,96			
09	Classique	Tri	<0	<0	<0	<0	<0	0,036	0,076	0,116	0,157	11,84 \$	4,40			
09	Classique	UprDvn	0,156	0,365	0,652	1,089	1,810	3,137	6,237	120,150	120,150	3,97 \$	4,16			
09	Res. étanche	UprColr	<0	<0	0,065	0,129	0,191	0,253	0,315	0,384	0,463	7,33 \$	4,62			
09	Res. étanche	Colr	<0	0,110	0,233	0,364	0,521	0,711	0,953	1,274	1,721	5,33 \$	4,02			
09	Res. étanche	Mnvl; Jur	<0	0,058	0,121	0,180	0,244	0,312	0,388	0,480	0,589	6,50 \$	4,91			
10	Classique	Mnvl; UprDvn	<0	<0	<0	<0	<0	0,097	0,213	0,332	0,451	9,44 \$	3,71			

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Prix du gaz TGN en Alberta (en \$CAN de 2007/GJ)												Coût de l'offre 15 %	Années de recouvrement
			4 \$CAN	5 \$CAN	6 \$CAN	7 \$CAN	8 \$CAN	9 \$CAN	10 \$CAN	11 \$CAN	12 \$CAN	13 \$CAN	14 \$CAN			
11	Classique	UprColr	<0	0,180	0,382	0,598	0,854	1,170	1,583	2,149	2,976	4,86 \$	3,45			
11	Classique	Colr;UprMnvl	<0	<0	0,098	0,225	0,349	0,481	0,626	0,797	1,002	6,41 \$	3,67			
11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,071	0,152	0,235	10,98 \$	3,44			
11	Classique	UprTri	<0	<0	<0	0,042	0,112	0,180	0,247	0,319	0,400	8,56 \$	4,34			
11	Classique	LwrTri	<0	<0	0,029	0,098	0,162	0,222	0,284	0,352	0,428	7,81 \$	4,51			
11	Classique	Miss	<0	<0	0,089	0,185	0,277	0,372	0,476	0,596	0,740	6,63 \$	4,24			
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	15,97 \$	3,00			
12	Classique	Mnvl	<0	<0	<0	<0	0,037	0,091	0,137	0,184	0,231	10,29 \$	4,33			
12	Classique	Miss	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	19,38 \$	3,29			
12	Classique	UprDvn	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	17,62 \$	2,71			
12	Classique	MdlDvn	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,136	12,23 \$	3,27			
13	Classique	Colr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	40,22 \$	4,23			
13	Classique	LwrTri	<0	0,065	0,161	0,261	0,372	0,495	0,635	0,746	0,981	5,89 \$	4,09			
13	Rés. étanche	Colr	0,086	0,207	0,332	0,473	0,635	0,825	1,054	1,327	1,666	4,52 \$	4,76			
13	Rés. étanche	Mnvl	<0	0,027	0,082	0,134	0,189	0,247	0,312	0,384	0,464	7,30 \$	5,04			
14	Classique	Mnvl	<0	<0	<0	0,019	0,090	0,154	0,215	0,277	0,342	8,93 \$	4,39			
14	Classique	Tri	<0	0,059	0,153	0,243	0,339	0,446	0,565	0,702	0,859	5,97 \$	4,86			
14	Classique	Perm;Miss	0,017	0,205	0,408	0,656	0,970	1,379	1,931	2,712	3,903	4,71 \$	3,62			
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	<0	0,080	0,196	0,317	0,450	0,602	0,777	0,981	1,221	5,62 \$	4,07			
15	Classique	LwrMnvl	<0	<0	<0	<0	<0	0,031	0,081	0,127	0,172	11,49 \$	4,49			
15	Classique	Perm;Miss	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	15,81 \$	4,56			
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	<0	<0	0,061	0,141	0,226	0,318	0,422	0,541	0,679	7,11 \$	4,53			
15	Rés. étanche	UprDvn	<0	<0	0,001	0,059	0,111	0,164	0,218	0,273	0,332	8,74 \$	5,05			
16	Classique	Colr;Mnvl	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	0,011	14,73 \$	3,28			
16	Classique	Tri;Perm;Miss	<0	<0	<0	<0	0,071	0,139	0,207	0,276	0,348	9,16 \$	3,93			
17	Rés. étanche	UprColr	<0	<0	<0	<0	0,040	0,149	0,247	0,343	0,442	9,01 \$	4,13			
18	Classique	Colr	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	15,40 \$	4,04			
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	<0	<0	<0	<0	0,064	0,174	0,283	0,394	0,515	8,78 \$	3,48			